

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE MINAS,
METALÚRGICA E DE MATERIAIS

JORGE DARIANO GAVRONSKI

CARVÃO MINERAL E AS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL

Porto Alegre

2007

JORGE DARIANO GAVRONSKI

CARVÃO MINERAL E AS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL

Tese apresentada como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Engenharia, à Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais.

Área de Concentração: Tecnologia Mineral e Metalurgia Extrativa.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Hoffmann Sampaio

Porto Alegre

2007

Catlogação na Publicação

Gavronski, Jorge Dariano

Carvão mineral e as energias renováveis no Brasil / Jorge Dariano Gavronski; orientação de Carlos Hoffmann Sampaio, 2006.

290 f. : il. color.

Tese (doutorado em Engenharia) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Escola de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais, Porto Alegre, BR-RS, 2006.

1. Energia 2. Carvão 3. Energias renováveis 4. Brasil 5. Energias térmicas I. Sampaio, Carlos Hoffmann II. Título.

JORGE DARIANO GAVRONSKI

CARVÃO MINERAL E AS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL

Esta tese foi julgada adequada para obtenção do título de Doutor em Engenharia, área de concentração Tecnologia Mineral e Metalurgia Extrativa e aprovada em sua forma final, pelo Orientador e pela Banca Examinadora do Curso de Pós-Graduação.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Hoffmann Sampaio – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Banca Examinadora:

Prof. Dr. André Jablonski – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Prof. Dr. Jorge Alberto Vilwock – Pontifícia Universidade Católica/RS

Prof. Dr. Sydney Sabedot – Centro Universitário La Salle

Prof. Dr. Antonio Cezar Faria Vilela – Universidade Federal do Rio Grande do Sul
Coordenador do PPGEM

Porto Alegre, 23 de janeiro de 2007

Dedico a Heidi, Lucas e Pedro.

AGRADECIMENTOS

À minha família pelo tempo de convivência roubado na elaboração deste trabalho.

Ao meu orientador, professor Carlos Hoffmann Sampaio pela sua dedicação, agradeço a confiança em mim depositada. Sua orientação foi decisiva com valiosas sugestões que enriqueceram este trabalho, me proporcionando um crescimento profissional e pessoal. Especialmente devo a ele o encorajamento para a finalização deste trabalho e por ter acreditado nesta pesquisa.

Ao professor Carlos Otávio Petter, pela sugestão do assunto e incentivo para iniciar este trabalho.

Aos professores André Jablonski e João Felipe Costa pelo incentivo, em ocasiões anteriores, para a realização de uma pesquisa de doutorado, que por ser desenvolvida junto com minha vida profissional, algumas vezes foi interrompida.

Ao Engenheiro Fernando Zancan pelo material bibliográfico disponibilizado.

A Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, a quem percorrendo o mesmo caminho de meu pai e avô, me orgulha de ter sido aluno.

A todos que colaboraram direta ou indiretamente na elaboração deste trabalho, o meu reconhecimento.

RESUMO

O aumento da população e o desenvolvimento da economia criam a necessidade de expansão de mais de quatro mil Megawatts da energia nova por ano no Sistema Interligado Nacional (SIN). O sistema elétrico brasileiro é peculiar, devido a sua grande capacidade, extensão continental e grande dependência na energia renovável hídrica. Outra peculiaridade é a capacidade potencial de inserção de outras formas da energia renováveis “verdes” no sistema. Embora as vantagens ambientais das energias renováveis, elas têm limitações, são variáveis e dependentes das condições climáticas. Para que o setor elétrico brasileiro possa atuar com confiabilidade com mais energia renovável deve haver concomitante mais energia firme de origem térmica disponível. Assim o trabalho analisa, na perspectiva global, o estado da arte e as tendências das fontes de geração elétrica, sob o ponto de vista de disponibilidade, preço e sustentação ambiental. De forma especial, o trabalho analisa as opções de geração térmica no Brasil. Conclui pela necessidade do Brasil priorizar o uso dos recursos disponíveis dentro de suas fronteiras como o carvão mineral para garantir a geração térmica elétrica auto-suficiente. O trabalho demonstra as vantagens sociais e de desenvolvimento de uma indústria do carvão para as regiões produtoras. Aponta também a necessidade de implementação de tecnologias modernas a fim de atender à legislação ambiental, que gradativamente deve aumentar as restrições das emissões poluentes, na medida em que as tecnologias forem desenvolvidas.

Palavras-chave: Energia. Carvão. Energias Renováveis. Brasil. Energias Térmicas.

ABSTRACT

The population and economy growth in Brazil generate the necessity of an expansion higher than four thousand Megawatts of new electric energy per year. The Brazilian Electrical System is peculiar because of its continental extension and also its strong dependence in renewable energy (hydro). Another reason for its peculiarity is the potential of inserting other forms of renewable and “green” energy in the system. Although the environmental advantages of the “renewable”, these kinds of energies are variable and dependant of the weather conditions. In order to the electrical system be more reliable, its operation must be combined with a larger addition of thermal energy. Thus this report analyses thermal generation option in Brazil. Looking at the developed countries trends in diversify power generation, the article indicates the advantages and the priority of using, in Brazil, internal resources like coal to guarantee the self-sufficient thermal generation electrical capacity. The dissertation demonstrates the social advantages to develop the coal industry for the producers region, witch are poor areas in Brazil. The proposition points the need of implement modern technologies in order to attend the environmental legislation, which must increase the emissions restrictions as these technologies are developed.

Keywords: Energy. Coal. Renewable Energy. Brazil. Thermal Energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estimativas de combustíveis para a geração de eletricidade 2003 – 2030	28
Figura 2 - Sete Quedas. Uma das últimas fotos do local.....	37
Figura 3 - Investimentos do setor elétrico na década de 90	41
Figura 4 - Oferta x Demanda totais no setor elétrico na década de 90.....	43
Figura 5 - Participação da eletricidade no total do consumo em Energia Equivalente	50
Figura 6 - Projeções de crescimento do PIB, do consumo final, expresso em de Energia Equivalente, e consumo de eletricidade	50
Figura 7 - Cenários de crescimento do PIB (PDEE 2006/2015).....	53
Figura 8 - Matriz Elétrica Nacional 2005.....	54
Figura 9 - Matriz Elétrica Nacional 2023.....	54
Figura 10 - Capacidade instalada no Sistema Elétrico Nacional (SIN) 2006 e 2015.....	55
Figura 11 - Representação de uma Eco-rede, mostrando a otimização dos fluxos de materiais/energia	79
Figura 12 - Algumas respostas do sistema industrial aos problemas ambientais.....	79
Figura 13 - Cadeia de impactos ambientais na mineração de carvão.....	84
Figura 14 - Usina de Itaipu – 12000 MW	89
Figura 15 - Uranium 2005: Resources, Production and Demand, OECD/IAEA. Based on Identified Resources which consist of Reasonably Assured Resources and Inferred Resources at costs less than \$80 (US) per kilogram U as at January 1, 2005	103
Figura 16 - Curva Natural de extração.....	113
Figura 17 - Diferentes visões de reservas de petróleo (CAMPBELL; LAHERRÈRE, 1998)	115
Figura 18 - Cenários de produção de petróleo e reservas.....	119
Figura 19 - Diferentes fontes publicadas de reservas mundiais de petróleo	120
Figura 20 - Participação do Modal Rodoviário na Matriz de Transportes – Comparação entre Brasil e outros países de grande extensão territorial	123
Figura 21 - Evolução da produção, reservas e demanda de GN no Brasil	127

Figura 22 - Matriz de energia primária e de energia elétrica no mundo	133
Figura 23 - Usina Termelétrica a carvão pulverizado (PCC).....	142
Figura 24 - Sistema Integrated Gasification Combined Cycle Technology (IGCC)	151
Figura 25 - Captura e estocagem do CO ₂ em jazidas subterrâneas	161
Figura 26 - Processo de seqüestro do CO ₂ no subsolo (Geosequestration Process)	162
Figura 27 - Processo de deposição do CO ₂ em jazidas de gás no subsolo	163
Figura 28 - Visão geral de deposição do CO ₂ em jazidas subterrâneas	165
Figura 29 - Diagrama esquemático de uma cidade do futuro com gaseificação no subsolo de carvão	167
Figura 30 - Estimativa de participação de Geração Elétrica renovável (não hídrica) em 2030	173
Figura 31 - Alternativas de co-geração numa usina de álcool	175
Figura 32 - Evolução da capacidade instalada de geração eólica no mundo em MW (anual e acumulada)	180
Figura 33 - Fazenda eólica “ <i>offshore</i> ” Horns Rev – Dinamarca	183
Figura 34 - Cata-ventos contribuem para poluição visual no campo	184
Figura 35 - Estimativa da velocidade dos ventos no Brasil	188
Figura 36 - Primeira turbina eólica de Fernando de Noronha (Brasil).....	189
Figura 37 - Sistema térmico de geração solar de energia elétrica (Califórnia – EUA).....	195
Figura 38 - Diagrama esquemático da célula de combustível.....	199
Figura 39 - Célula de combustível	200
Figura 40 - Diagrama simplificado da obtenção do hidrogênio através das fontes renováveis	201
Figura 41 - População mundial 1950 – 2050 (Projeções / cenários).....	213
Figura 42 - Evolução de uma usina termelétrica a carvão mineral, a carvão pulverizado, desde 1950 em função da proteção ambiental.....	240
Figura 43 - Localização das principais reservas de carvão conhecidas no Brasil nos Estados do Sul do Brasil.....	250
Figura 44 - Corredor de carvão ligando as jazidas do rio Jacuí, jazida de Santa Terezinha, jazida de Criciúma e o Porto de Imbituba em SC.....	253
Figura 45 - Esquema dos Insumos que seriam gerados no Pólo Energético em Candiota.....	258

Figura 46 - Typical cross section of an área in a surface coal mining operation (strip minig method) 261

Figura 47 - Cava de mineração de carvão 262

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Usinas de Geração Elétrica em Operação no Brasil.....	39
Tabela 2 - Teor de Carbono a partir de Poderes Caloríficos Superior e Inferior Comparado - valores baseados no IPCC	60
Tabela 3 - Bacias Hidrográficas Brasileiras	87
Tabela 4 - Estimativas de Recuperação do Petróleo	109
Tabela 5 - Previsão do Pico de Produção segundo a Região.....	116
Tabela 6 - GN na América do Sul e Central em 2004 (bilhão de m ³).....	128
Tabela 7 - Reservas Brasileiras de Carvão Mineral	135
Tabela 8 - Características da Gasolina e do Etanol.....	177
Tabela 9 - Potencial de Redução de Emissão de CO ₂ pela Substituição do Combustível.....	178
Tabela 10 - Demonstrativo da Instalação de Energia Eólica em todo o Mundo, por Continente e Prognóstico até 2008	182
Tabela 11 - Estimativas de Custos de Geração Elétrica para Diferentes Fontes	211

LISTA DE SIGLAS E SÍMBOLOS

ABEN - Associação Brasileira de Energia Nuclear.

AEHC - Álcool etílico hidratado carburante.

AEAC - Álcool etílico hidratado carburante anidro.

AGR - Advanced Gas Cooled Reactor (Tipo de reator nuclear).

AIJ - Activities Implemented Jointly (Mecanismo do Tratado de Kyoto que inclui a cooperação dos países não compromissados com limites de redução de emissões).

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil).

ANP – Agência Nacional do Petróleo (Brasil).

AOSIS – Aliança de pequenos países insulares (43 países vulneráveis a elevação do mar).

ASPO - Association for the Study of Peak Oil & Gas (Associação científica de caráter privado da área de petróleo e gás).

b/d - Barris de petróleo por dia.

BFBC – Bubbling Fluidized Bed combustion.

BEN – Balanço Energético Nacional (Brasil).

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Social.

BP - British Petroleum (Empresa de Petróleo Inglesa).

BWR – Boiling Water Reactor (Tipo de reator nuclear).

Cal - Caloria.

CCL - Clean Coal Technologies (Tecnologias limpas de aproveitamento do carvão mineral).

$^{\circ}\text{C}$ – Graus Celsius.

CE-3300 - Carvão energético com poder calorífico superior de 3.300 cal/g.

CE 4700 - Carvão energético com poder calorífico superior de 4.700 cal/g.

CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica.

CELPE - Companhia Energética de Pernambuco.

Cenibra – Empresa produtora de celulose de eucalipto em Minas Gerais.

CERs - Certified Emission Reductions (Certificado de emissão de reduções, commodity prevista no Tratado de Kyoto).

CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental.

CGTEE – Empresa Geradora de Energia Elétrica do Sul do Brasil.

CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco.

CHP - Usinas mistas térmicas usando vários tipos de combustíveis.

CIF – Cost, Insurance and Freight (significa que está incluído o custo do frete/transporte).

CFBC - Caldeira de combustão em leito fluidizado circulante à pressão atmosférica.

cm - centímetro

CNEN – Comissão Nacional de Energia Nuclear.

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética.

CNUMAD 92 - Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente, realizada no Rio de Janeiro, Brasil, em 1992.

COINFRA – Conselho de Infra-Estrutura da Federação das Indústrias do Estado do Rio Grande do Sul.

CO₂ CRC - Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies.

CONAMA - Conselho Nacional de Meio Ambiente.

COPPEAD – Centro de Estudos Logísticos do Instituto de Pós Graduação da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

COPPE – Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia.

CPRM – Companhia de Pesquisa e Recursos Minerais (Serviço geológico do Brasil).

CTL - Coal-to-liquids (Tecnologia de liquefação do carvão mineral).

CSN - Companhia Siderúrgica Nacional.

DEWI - Instituto Alemão de energia eólica.

DNPM – Departamento Nacional da Produção Mineral.

DOE – Departamento de Energia dos Estados Unidos.

EC - The European Commission.

ECO 92 - Conferência das Nações Unidas, ocorrida em 1992 na cidade do Rio de Janeiro.

EE – Energia Equivalente. Conceito utilizado para analisar a relação energia e atividade econômica.

EE/FSU - Países da Europa do Leste.

EIA - Estudo de Impacto Ambiental.

ELETRORÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

ELETRONORTE – Empresa Elétrica do Norte S.A.

ELETROSUL – Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

EPRI - The Electric Power Research Institute (Centro de pesquisas de energia Instituição privada situada na Califórnia /USA).

EREC - European Renewable Energy Council (Associação que congrega as instituições europeias com interesse nas energias renováveis, eólica e solar).

ERU - Emission Redusction Units (Projetos de abatimento de carbono em outros países, previsto no Tratado de Kyoto).

EUA – Estados Unidos da América.

FBC – Fluided Bed combustion (Combustão em leito fluidizado circulante a pressão atmosférica).

FEC - Fábrica de Elementos Combustíveis (Indústria nuclear no Brasil).

FEPAM – Fundação Estadual de Proteção Ambiental.

FGV – Fundação Getúlio Vargas.

FIERGS – Federação das Indústrias do Estado do Rio Grande do Sul.

FV – Fotovoltaicas.

GASENE – Gasoduto do Nordeste.

GHG - Green House Gas.

GJ – Giga joule.

GLP – Gás liquefeito de petróleo.

GN – Gás Natural.

GNL – Gás Natural Liquefeito.

GTL - Gas-to-liquids (tecnologia de liquefação do gás).

GW – Gigawatt.

Ha - Hectare.

HDR - Hot dry rock.

IAEA - The International Atomic Energy (Instituição especializada em energia nuclear, vinculada a ONU).

IBAMA - Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.

ICC - Indústria Carboquímica Catarinense.

ICLEI – Local Governments for Sustainability (Associação Internacional cuja finalidade é promover a governança local sustentável).

ICMS – Imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços.

IEA – Agência Internacional de Energia (Agência autônoma suportada pelos 26 países desenvolvidos que compõe a OECD, com sede em Paris).

IEO - International Energy Outlook (Publicação da Agência Internacional de Energia - IEA).

IGCC – Tecnologia de Gaseificação de carvão Integrada de Ciclo Combinado.

INAC 2005 - International Nuclear Atlantic Conference.

IPCC - Painel Intergovernamental sobre mudanças Climáticas.

IRIS – Reator Internacional Inovador e Seguro (Tipo de reator nuclear que está em desenvolvimento).

ITER - Reator Experimental Termonuclear Internacional (Projeto de reator nuclear).

J – joule.

JI - Joint Implementation (Implementação conjunta é o mecanismo de flexibilidade negociado no Artigo 6 do Tratado de Kyoto para os países desenvolvidos).

JICA – Agência de Cooperação Internacional do Japão.

JUSSCANNZ – Países desenvolvidos não membros da União Européia (Japão, EUA, Suíça, Canadá, Austrália, Noruega e Nova Zelândia). São membros convidados desse grupo: Islândia, México e República da Coreia.

kep – Peso equivalente em gás natural produzido.

kw – Unidade de potência de energia elétrica (10^3 Watt).

kwh – Unidade de consumo de energia elétrica (10^3 Watt / hora).

Km² – Quilômetro quadrado.

Kcal – Quilocaloria.

LCPD - *Large Combustion Plants Directive* (Legislação da União Européia que estabelece os limites de emissão para as novas termelétricas e ao mesmo tempo fixa os limites de poluição para as plantas existentes).

LEDs - Diodos de emissão de luz.

LI – Licença de Implantação.

LO – Licença de Operação.

LP - Licença Prévia.

M³ – Metro cúbico

Mcal – Mega caloria.

MAE – Mercado Atacadista de Energia.

MDL - Clean Development Mechanism (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, artigo 12 do Tratado de Kyoto).

MINTER – Ministério do Interior.

MIT - Massachusetts Institute of Technology.

MME – Ministério das Minas e Energia (Brasil).

MOX – Combustível de óxido misto (Inclui urânio e plutônio na composição).

Mpa – Mega pascal.

MW – Megawatt.

MWh - Megawatt-hora.

N – Newton.

NASA – National Aeronautics and Space Administration (Empresa Aeroespacial dos Estados Unidos).

NEA - Agência de Energia Nuclear.

NEP - National Energy Policy (Política Nacional de Energia dos Estados Unidos, publicada em maio de 2001).

NRC - Comissão Regulatória Nuclear (Órgão de fiscalização nuclear dos Estados Unidos).

NSTD - Escritório de Energia, Ciência e Tecnologia Nucleares do Departamento de Energia dos Estados Unidos.

NUCLEP - Fábrica de Componentes Pesados (Indústria nuclear no Brasil).

OCED - Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento.

OMC – Organização Mundial da Saúde (Organização vinculada a ONU).

OMM - Organização Meteorológica Mundial (Organização vinculada a ONU).

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo.

OECD - Organisation for Economic Cooperation and Development.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico (Empresa do Setor Elétrico no Brasil).

Pay back - Tempo de retorno do capital.

PBMR – Tipo de reator nuclear.

PCHs – Usinas hidrelétricas de pequeno porte.

PCI – Poder calorífico inferior.

PCS – Poder calorífico superior.

PBMR – Pebble Bed Modular Reactor.

PCC - Caldeira a carvão pulverizado.

PCHs – Usinas hidrelétricas de pequeno porte.

PCI – Poder calorífico inferior.

PCS – Poder calorífico superior.

PFBC - Caldeira de combustão em leito fluidizado a alta pressão.

PDEE 2006 - Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica até 2015 do Ministério das Minas e Energia do Brasil.

P&D – Pesquisa e desenvolvimento.

PIB – Produto interno Bruto.

PME - Programa de Mobilização Energética.

PNUMA - Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente.

Ppb - Partes por bilhão.

Ppm – Partes por milhão.

Proálcool – Programa de incentivo a produção de álcool (Brasil).

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Brasil).

PRONAR - Programa Nacional do Ar.

PWR - Pressurized Water Reactor (Tipo de reator nuclear).

r/c – Relação entre reservas e consumo.

r/p - Relação entre reservas e produção.

RIMA – Relatório de Impacto Ambiental.

RFFSA – Rede Ferroviária Federal.

ROM – Run of mine (Minério não beneficiado, ou como foi extraído da mina).

RS – Rio Grande do Sul.

R\$ - Real (Moeda Brasileira).

SC – Santa Catarina.

SEC - Securities and Exchange Commission.

SEMA – Secretaria Estadual de Meio Ambiente (Rio Grande do Sul).

SEMC – Secretaria de Energia Minas e Comunicações (Rio Grande do Sul).

SIECESC – Sindicato da Indústria de Extração de Carvão do Estado de Santa Catarina.

SIN - Sistema Interligado Nacional.

t - tonelada

Take or pay – Contratação em quantidade fixa.

tep – Tonelada equivalente de petróleo.

TWh - Tegawatts-hora. Unidades de consumo de energia elétrica (10^{12} Watt / hora).

EU – União Européia.

UFPE – Universidade Federal de Pernambuco.

UFRGS – Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

UN – United Nations.

UNEP – United Nations Environment Programme (ONU).

UNCTAD - Conferência das Nações Unidas sobre o Comércio e o Desenvolvimento (ONU).

UNFCCC - Convenção das Nações Unidas sobre Mudança de Clima de 1994.

USGS – United States Geological Survey (Órgão da área mineral do Ministério de Energia dos Estados Unidos).

US\$ - Dólar (Moeda Americana).

WEO - The World Economic Outlook .

WMO - The World Meteorological Organization (ONU).

WSSD - Conferência para o Desenvolvimento Sustentável do Mundo. Conhecida como Rio +10, realizada em Joanesburg em 2002.

ZECA - Zero Emission Coal to Hydrogen Alliance (tecnologia limpa do carvão para a indústria do hidrogênio).

ZETs - Tecnologias da “Emissão Zero”

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	25
2 REVISÃO DE LITERATURA.....	27
2.1 Panorama Atual e Perspectivas para o Horizonte 2030 de Necessidade de Energia no Mundo	27
2.1.1 Aumento do Consumo de Energia nos Países em Desenvolvimento.....	31
2.1.2 Repercussões Geopolíticas do Crescimento da Demanda de Energia nos Países em Desenvolvimento.....	34
2.1.3 Histórico e Panorama da Geração de Energia Elétrica no Brasil.....	35
2.1.4 Modificações Institucionais do Setor Elétrico Brasileiro (Novo Modelo)	41
2.1.5 Relações de Crescimento da Economia PIB e Demanda de Energia Elétrica no Brasil.....	46
2.1.6 Previsão de Aumento de Demanda de Energia Elétrica no Brasil.....	51
2.2 A Questão Ambiental	55
2.2.1 A Variável Climática e o Aquecimento Global (Efeito Estufa)	57
2.2.2 A Agenda 21 e a Convenção das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.....	62
2.2.3 O Tratado de Kyoto.....	67
2.2.4 A Posição dos Estados Unidos sobre as Resoluções de Kyoto e a “National Energy Policy (NEP)”	71
2.2.5 A Posição da União Européia e de outros Países Relevantes no Cenário Internacional com Relação à Política Energética e ao Mercado de Gases do Efeito Estufa	75
2.2.6 Princípios de Ecologia Industrial	78
2.2.7 A Questão Ambiental no Brasil.....	81
2.3 Geração Hidrelétrica.....	84
2.3.1 Geração Hidrelétrica no Brasil.....	86
2.4 Geração Termelétrica Nuclear no Mundo	90
2.4.1 Novas Tecnologias na Geração Termelétrica Nuclear	94
2.4.2 Geração Termelétrica Nuclear no Brasil.....	100
2.5 Geração de Energia com Combustíveis Fósseis no Mundo	104
2.5.1 Recursos Petrolíferos Globais – Visão EIA e BP.....	108
2.5.2 Recursos Petrolíferos - Visão dos Seguidores da Metodologia de Hubbert	112
2.5.2.1 Argumentos dos Defensores do Modelo de Hubbert.....	117
2.5.2.2 Argumentos da Energy Information Administration/ EIA.....	118
2.5.3 Posicionamento Estratégico do Brasil com Relação a Petróleo e Gás.....	121
2.5.4 Geração de Energia com Gás Natural.....	124
2.6 Geração de Energia com Carvão Mineral.....	131
2.6.1 As Reservas Mundiais de Carvão Mineral	134
2.6.2 Reservas de Carvão Mineral no Brasil	134
2.6.3 Previsão de Consumo de Carvão até 2030.....	136
2.6.4 Consumo de Carvão e Meio Ambiente.....	137
2.6.5 Tecnologias Limpas de Geração Elétricas a Carvão Mineral	140
2.6.5.1 Caldeira a Carvão Pulverizado.....	141
2.6.5.2 Combustão em Leito Fluidizado Circulante à Pressão Atmosférica “Fluidised Bed Combustion” (FBC).....	145
2.6.5.3 Combustão em Leito Fluidizado a Alta Pressão, “Pressurised Pulverised	

<i>Combustion of Coal” (PFBC).....</i>	<i>148</i>
<i>2.6.5.4 Gaseificação de Carvão Acoplada a Turbinas a Gás em Ciclo Combinado “Integrated Gasification Combined Cycle Technology” (IGCC).....</i>	<i>149</i>
<i>2.6.6 Futuro do Carvão – Outros Recursos, Tecnologias de Limpeza do Carvão</i>	<i>151</i>
<i>2.6.7 Tecnologias da Emissão Zero.....</i>	<i>153</i>
<i>2.6.7.1 Tecnologias de Captura do CO₂.....</i>	<i>156</i>
<i>2.6.7.2 Tecnologias de Utilização do CO₂.....</i>	<i>159</i>
<i>2.6.7.3 Tecnologias de Seqüestro do CO₂.....</i>	<i>160</i>
<i>2.6.7.4 Usina Termelétrica FutureGen e uma Visão de Futuro.....</i>	<i>165</i>
<i>2.6.8 A Indústria do Carvão no Brasil</i>	<i>168</i>
<i>2.7 Energia Renovável.....</i>	<i>171</i>
<i>2.7.1 Energia de Biomassa no Mundo</i>	<i>174</i>
<i>2.7.2 Energia Eólica no Mundo</i>	<i>179</i>
<i>2.7.3 Energia Renovável e Novas Tecnologias no Brasil</i>	<i>186</i>
<i>2.7.4 Energia Eólica no Brasil.....</i>	<i>187</i>
<i>2.7.5 Geração Elétrica com Biomassa no Brasil.....</i>	<i>190</i>
<i>2.7.6 Energia Solar.....</i>	<i>194</i>
<i>2.7.7 Energia Geotérmica.....</i>	<i>196</i>
<i>2.7.8 Energia Marinha</i>	<i>197</i>
<i>2.8 A Promessa do Hidrogênio e Outras Tecnologias Avançadas.....</i>	<i>198</i>
<i>2.9 Custos Estimados de Geração Elétrica para Diferentes Tecnologias</i>	<i>204</i>
<i>2.9.1 Custos Estimados Termelétricas a Carvão</i>	<i>205</i>
<i>2.9.2 Custos Estimados Termelétrica a Gás</i>	<i>206</i>
<i>2.9.3 Custos Estimados Tecnologias de Geração Nuclear.....</i>	<i>207</i>
<i>2.9.4 Custos Estimados Tecnologias de Geração Eólica</i>	<i>208</i>
<i>2.9.5 Custos Estimados Pequenas Hidroelétricas</i>	<i>208</i>
<i>2.9.6 Custos Estimados Tecnologias de Geração Solar</i>	<i>209</i>
<i>2.9.7 Custos Estimados Tecnologias de Geração Mista ou Combinada (CHP).....</i>	<i>209</i>
<i>2.9.8 Custos Estimados de Outras Tecnologias de Geração Elétrica.....</i>	<i>210</i>
<i>3 DISCUSSÃO DO PROBLEMA</i>	<i>212</i>
<i>3.1 Qual será a Demanda de Energia no Mundo para os Próximos Trinta Anos?</i>	<i>212</i>
<i>3.2 Potencial da Energia Renovável.....</i>	<i>217</i>
<i>3.3 Quais serão as Fontes de Fornecimento de Energia Acessíveis no Brasil, nos próximos Trinta Anos? Como será a Matriz de Geração Elétrica no Brasil?</i>	<i>217</i>
<i>3.3.1. Configuração e Características do Sistema Elétrico no Brasil.....</i>	<i>220</i>
<i>3.3.2 Energia Hidráulica.....</i>	<i>222</i>
<i>3.3.3 Energia de Biomassa</i>	<i>224</i>
<i>3.3.4 Energias Solar e Eólica.....</i>	<i>226</i>
<i>3.3.5 Fontes de Energia Não Renovável (Nuclear, Carvão, Gás Natural)</i>	<i>228</i>
<i>3.3.5.1 Energia Nuclear</i>	<i>228</i>
<i>3.3.5.2 Combustíveis Fósseis.....</i>	<i>231</i>
<i>3.3.5.3 Gás Natural</i>	<i>232</i>
<i>3.3.5.4 Carvão Mineral</i>	<i>235</i>
<i>3.3.5.4.1 As Emissões de CO₂ pelas Termelétricas a Carvão Mineral.....</i>	<i>241</i>
<i>3.3.5.4.2 A Resistência e Problemas ao Desenvolvimento da Indústria do Carvão Mineral no Brasil.....</i>	<i>243</i>
<i>3.4 Explorando Sinergias com as Fontes de Energia Renováveis</i>	<i>247</i>

4 CADEIAS PRODUTIVAS QUE PODERIAM SER CRIADAS COM

O ESTABELECIMENTO DE UMA INDÚSTRIA DE CARVÃO MINERAL DE GRANDE PORTE	249
4.1 Corredor de Carvão (Imbituba, Criciúma, Litoral RS e Rio Jacuí)	250
4.2 Pólo Energético de Candiota	253
4.2.1 Parque Cerâmico	258
4.2.2 Aproveitamento das Cavas de Mineração para Aterro Sanitário	259
5 CONCLUSÕES.....	263
REFERÊNCIAS	269

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um insumo essencial da vida moderna, em termos de produtividade, saúde e conforto. Dada à relevância do tema, levando em conta as projeções de crescimento demográfico e de desenvolvimento das economias, o trabalho busca discutir os fatores envolvidos e a demanda de energia elétrica que será necessária para dar suporte às necessidades das populações, no Brasil no horizonte de tempo de trinta anos.

Neste contexto, é feita uma análise de como os diferentes países estão tratando do assunto, considerando a questão ambiental, principalmente, com respeito às emissões atmosféricas, às condicionantes do Tratado de Kyoto e suas implicações futuras.

Pelas implicações nas demandas de energia elétrica global, foi discutida, também a situação do petróleo do mundo. Foram apresentadas as divergências sobre o montante das reservas mundiais consideradas pela comunidade das grandes empresas petrolíferas e a dos seguidores da metodologia de Hubbert. Com as duas visões, foram analisados os impactos sócio-econômicos dos diferentes cenários de disponibilidades de petróleo, nas próximas décadas.

Para atender as necessidades de energia elétrica no futuro, foram analisadas as capacidades potenciais, em termos das tecnologias disponíveis e em desenvolvimento, das fontes convencionais: hídrica, térmicas, gás, óleo, nuclear e carvão mineral, bem como das chamadas fontes renováveis, não convencionais como: eólica, biomassa e solar. Foram analisadas, de modo especial, a potencialidade e o estágio atual, em termos de custo e sustentabilidade ambiental, as novas tecnologias de queima de carvão mineral, bem como suas adequações aos carvões brasileiros. Dessa forma, foi analisado o estado da arte das tecnologias novas, para o controle da maioria dos poluentes das usinas termelétricas a carvão mineral tipo: particulados, SO_x e NO_x. Foram analisadas, também, as linhas tecnológicas que estão sendo consideradas para o controle das emissões de CO₂ (gerador do efeito estufa). Neste contexto, foi considerada a evolução tecnológica que está acontecendo na indústria do carvão, desde os anos oitenta, os elevados esforços, em termos de

investimentos que estão ocorrendo para a solução dos problemas ambientais, bem como a evolução da legislação brasileira sobre o assunto.

O sistema elétrico brasileiro, predominantemente sustentado em energia hidráulica, é dependente do regime dos rios. As usinas hidráulicas para operar com maior eficiência necessitam a complementação de usinas termelétricas, que garantem segurança de entrada em operação a qualquer momento. O mesmo raciocínio vale para as usinas eólicas e solares, cuja capacidade de geração depende respectivamente, do regime dos ventos e da irradiação solar. Dessa forma, foram analisadas as alternativas de geração térmicas disponíveis, bem como as implicações sociais, econômicas e ambientais de cada uma. Neste contexto foi analisada de forma especial a alternativa das usinas termelétricas a carvão mineral, considerando as reservas deste combustível no Brasil e a flexibilidade de operar com geração constante ou variável, de forma complementar, no abastecimento de energia elétrica do país.

No trabalho são apresentados exemplos de cadeias produtivas, que poderiam ser estabelecidas, nas regiões produtoras do carvão mineral, com vantagens para o seu desenvolvimento social e econômico.

Em termos de Brasil, o objetivo é o de demonstrar que a implantação de usinas térmicas, a carvão mineral, significa disponibilizar energia elétrica necessária para o desenvolvimento, com combustível nacional, de baixo custo, sem onerar o balanço de pagamentos e a evasão de divisas do país.

O trabalho procura demonstrar, que a implantação de usinas, com operação flexível e complementar (térmicas a carvão), associadas no sistema, permitirá maior capacidade instalada das usinas de energias renováveis hídrica, eólica, biomassa e solar, com ganhos econômicos e ambientais para o sistema como um todo.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 Panorama Atual e Perspectivas para o Horizonte 2030 de Necessidade de Energia no Mundo

A energia, nas suas mais diversas formas, é indispensável à sobrevivência da espécie humana. E mais do que sobreviver, o homem procurou sempre evoluir, descobrindo fontes e formas alternativas de adaptação ao ambiente em que vive e de atendimento às suas necessidades. Dessa forma, a exaustão, escassez ou inconveniência de um dado recurso tende a ser compensado pelo surgimento de outro(s). De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica ([ANEEL], 2002, *online*), em termos de suprimento energético, a eletricidade se tornou uma das formas mais versáteis e convenientes de energia, passando a ser recurso indispensável e estratégico para o desenvolvimento socioeconômico de muitos países e regiões.

O consumo de energia é disponibilizado pelos seguintes combustíveis: petróleo (37,3%), carvão (23,5%), gás natural (23,9%), energia nuclear (6,1%) e hidrelétrica (6,1%), conforme a International Energy Agency ([IEA], 2006a, *online*). O combustível que mais vem aumentando a participação na matriz energética mundial é o gás natural. A participação do carvão, que vinha diminuindo historicamente, em 2003 cresceu 1%. O petróleo, por sua vez, deverá permanecer como a principal fonte de energia mundial, até que haja restrição de oferta, causada pelo pico de produção mundial. A figura 1 mostra a estimativa mundial de utilização de fontes de geração de energia elétrica da Agência Internacional de Energia até o ano 2030.

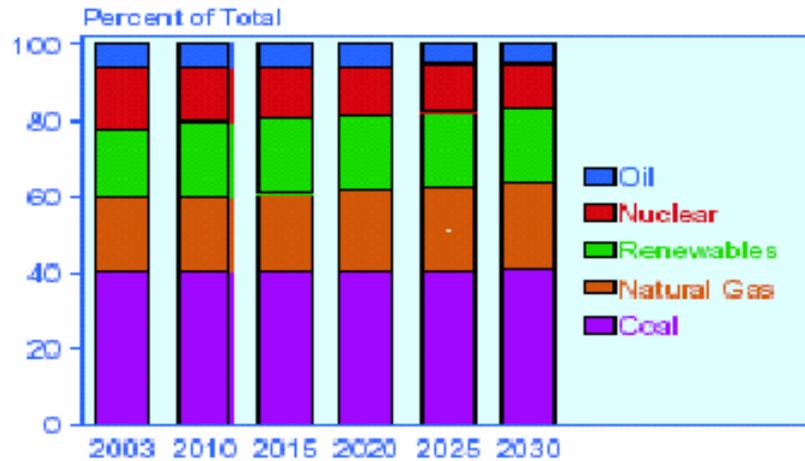


Figura 1 - Estimativas de combustíveis para a geração de eletricidade 2003 – 2030
 Fonte: IEA (2006a, *online*).

Manter o desenvolvimento de forma sustentável se constitui em um dos maiores desafios enfrentados pela sociedade atual. A demanda de energia global é crescente devido ao aumento da população, de suas aspirações e necessidades geradas pelo desenvolvimento econômico. A tarefa da área de energia é atender esta demanda, de forma ambientalmente sustentável, com fontes abundantes e seguras (CATELIN, 2005, *online*).

O consumo mundial de energia será acrescido de 71% no período 2003 a 2030, (IEA, 2006a, *online*). Mesmo que o mundo não adote o mesmo estilo de vida pródigo em gastos de energia, como o dos Estados Unidos, inevitavelmente haverá o aumento de consumo. O aumento de consumo vai ocorrer, na medida da melhora do padrão de vida dos países em desenvolvimento. Como consequência desse processo, a emissão de CO₂, deverá crescer na proporção da demanda de energia. O mundo não está diminuindo e sim aumentando o uso dos combustíveis. As previsões indicam que nos próximos 25 anos a demanda de energia elétrica aumentará em 46%, o que significa a necessidade de serem construídas mais de 1.300 novas usinas, ou seja, cerca de 52 por ano (UNITED STATES, 2003, *online*).

O relatório *Perspectivas Energéticas Globais* da Agência Internacional de Energia (CARUSO; DOMAN, 2004) estima que nos próximos 30 anos, a indústria de energia global exigirá investimentos, da ordem de US\$ 16 trilhões. Segundo o relatório, até o ano 2030, a demanda global por energia estará quase dois terços acima dos níveis de 2000, chegando a 15,3 bilhões anuais de toneladas equivalentes de petróleo (*teps*). Os países em desenvolvimento deverão responder por 62% desse aumento. É estimado que cerca de 81%

da população mundial estará vivendo nos países em desenvolvimento, segundo as projeções da United Nations ([ONU], 2005, *online*).

O foco Global, crescente na responsabilidade ambiental e no desenvolvimento sustentável, representa um desafio para a sociedade. Para terem sucesso, os projetos de desenvolvimento precisam vencer os obstáculos ambientais, ganhar aprovação da comunidade, observar a legislação local, satisfazer os governos nacionais e, além de tudo, permanecer economicamente justificáveis.

A relutância dos cidadãos locais em permitir a construção de usinas elétricas na Califórnia foi um dos fatores principais da crise de energia ocorrida naquele estado no terceiro trimestre de 2000. Em maior escala, considerações econômicas têm impedido que alguns países ratifiquem o Tratado de Kyoto, forçando assim o fracasso de anos de negociações, fato que demonstra o problema (STANISLAW, 2004, *online*).

Para gerar a energia necessária nas próximas décadas, de forma financeiramente acessível e confiável, há a necessidade de diversificação das fontes de energia para um conjunto variado de combustíveis que incluam petróleo, gás natural, renováveis, carvão, energia nuclear e hidrogênio. As modernas economias, em desenvolvimento, simplesmente não podem se dar ao luxo de excluir qualquer recurso viável de energia.

Atitudes de exclusão levam perigo ao ambiente econômico, natural e social das nações. Em outras palavras, não existe uma fonte não aceitável de energia doméstica. O desafio é desenvolver todas as fontes disponíveis para poder oferecer energia abundante, financeiramente acessível e sustentável em termos ambientais (MCCUTCHEON, 2003).

Para embasar essa situação pode ser citada uma das mais importantes conclusões da Conferência para o Desenvolvimento Sustentável do Mundo (WSSD), promovida pelas Nações Unidas, conhecida como Rio +10 que foi realizada, em Joanesburg, no ano de 2002: Possibilitar o acesso à energia barata para os povos mais pobres é uma condição fundamental para a construção de um futuro sustentável (ONU, 2002, *online*).

Conforme trabalhos apresentados no WSSD (IEA, 2004), há 1,6 bilhões de pessoas que não têm acesso à eletricidade, muitas destas vivem na América Latina. Além disso, 2,4 bilhões utilizam fontes primitivas e erráticas de energia, principalmente biomassa para aquecimento e para cozinhar. A população mundial é de aproximadamente seis bilhões de

pessoas. No futuro próximo, por volta de 2030, a população do mundo deverá ser em torno de 7,5 bilhões de pessoas. Caso algo não aconteça, a maior parte desse aumento ocorrerá em 130 países em desenvolvimento, nos quais a maioria da população tem pouco ou nenhum acesso ao que chamamos de energia comercial. Cerca de 1,4 bilhões permanecerão sem acesso à eletricidade, e 2,6 bilhões continuarão dependendo de fontes primitivas e erráticas de energia. Isso ocorre devido à velocidade da eletrificação se igualar, praticamente, à taxa de crescimento da população. Cerca de 80% dessas populações estão na Índia e na África Subsaariana.

Quatro entre cinco pessoas que não contam com serviços modernos de energia moram nas áreas rurais. A poluição do ar dentro de casas, causadas pela queima de biomassa, é responsável pela morte prematura e por infecções respiratórias de mais de dois milhões de mulheres e crianças por ano em todo o mundo, segundo a Organização Mundial de Saúde (OMC). Sem um avanço tecnológico de peso, e em um cenário normal de demanda por petróleo, mais de 1,4 bilhões de pessoas continuarão a não ter acesso à eletricidade em 2030, apenas 200 milhões menos que hoje. A energia que falta é substituída pelos músculos dos homens e dos animais. O grande aumento das populações e de suas atividades exigirá, pelo menos, 60% a mais de energia de todos os tipos (JAFPE, 2004).

As conseqüências das interrupções no fornecimento de energia e da falta de uma estratégia energética abrangente, que garanta o crescimento e o desenvolvimento econômico trazem perdas consideráveis para os povos e é um grande desafio para os governos. O mundo necessitará de toda a energia que puder gerar para atender as aspirações de desenvolvimento e de uma vida melhor das populações dos países em desenvolvimento. Este não é um desafio menor, pois será um dos elementos determinantes para a estabilidade social, política e econômica do mundo no Século XXI (BAILEY, 2003).

O desenvolvimento econômico e a erradicação da pobreza dependem de fontes de energia seguras, a preços acessíveis. Se forem ignoradas as necessidades de energia em escala local, nacional ou global haverá um futuro de conflitos e de desastre econômico. As maiores turbulências geopolíticas do século passado resultaram de reações sociais e políticas às aspirações econômicas das populações e, também, da inabilidade ou falta de vontade das instituições políticas de atenderem tais aspirações e necessidades. (DAVIDSON, 2003).

2.1.1 Aumento do Consumo de Energia nos Países em Desenvolvimento

Na Ásia, os fatores como rápido crescimento econômico, a urbanização explosiva, a imensa expansão do setor de transportes e programas de eletrificação, politicamente importantes, terão um efeito drástico na dependência da região em energia importada. Com a falta de crescimento significativo da oferta de energias renováveis e/ou novas tecnologias energéticas, o consumo de petróleo e gás natural brutos na Ásia crescerá substancialmente e imporá grandes desafios ambientais. Devido à falta de recursos naturais na região e sua já imensa dependência da importação de petróleo, acredita-se que a Ásia exercerá uma pressão cada vez maior no Oriente Médio e na Rússia nos próximos anos.

A Geopolítica do petróleo deverá sofrer grandes modificações e provocar imenso impacto na demanda mundial dos países em desenvolvimento, em razão do crescimento elevado de consumo na Ásia. A taxa média anual de crescimento de consumo de energia nos países asiáticos, em desenvolvimento, será de 3%, contra 1,7% em toda a economia global. Desse modo, a demanda energética poderá dobrar nas próximas duas décadas. A demanda na região responderá por 69% do aumento do consumo projetado para o mundo em desenvolvimento e por quase 40% do aumento do consumo mundial (JAFFE, 2004).

Segundo o relatório *Oil market intelligence 2001* publicado pelo Energy Intelligence Group (2001), empresa de pesquisa independente, o consumo de petróleo na Ásia, que supera os 20 milhões de barris/dia (b/d), já é maior que o dos Estados Unidos. Até 2010, o consumo total de petróleo na Ásia poderá atingir entre 25 milhões e 30 milhões b/d, a maior parte deles importada de outras regiões. Isso tem causado temores em Tóquio, Seul e Nova Delhi com relação à concorrência ou mesmo enfrentamento na área de oferta de energia e linhas de transporte.

Na América Latina a demanda por energia primária poderá quase dobrar comparando os níveis de demanda de 1999 e 2015 e contribuirá também, de maneira significativa, para a Geopolítica energética do futuro. Em vez de servir como importante região fornecedora para os Estados Unidos, a América Latina poderá se tornar também uma região consumidora

importante que precisa ser incluída nos sistemas internacionais de reservas para emergências e iniciativas de energia alternativa.

Se as previsões dos especialistas em demografia se concretizarem, apenas cerca de 20% do crescimento mundial deverá ocorrer fora das cidades até meados do século XXI, fazendo com que os centros urbanos concentrem três quartos da população do planeta. As projeções, baseadas na tendência histórica, apontam oito metrópoles que poderão ter mais de 15 milhões, em 2050, das quais somente duas estão localizadas em países desenvolvidos: Nova York e Tóquio. As demais são Beijing e Shangai (China), Bombaim e Calcutá (Índia), Cidade do México e São Paulo.

Esse cenário projetado antevê o agravamento da questão do acesso e distribuição de energia.

Nessas condições, a demanda global será equivalente ao triplo da existente considerando o consumo atual e dificilmente poderá ser atendida pelas fontes disponíveis, considerando as reservas fósseis (carvão, petróleo e gás), tendo em vista a implementação do acordo de Kyoto, que prevê a redução pela metade desses insumos, entre 2020 e 2050. A compensação desse corte poderá vir na forma de energia nuclear.

No entanto, para atender a demanda, será necessário multiplicar por trinta o número atual de usinas, dificultando o controle dos perigos relativos aos resíduos radioativos e do uso dessa energia para fins bélicos, de acordo com a Universidade Federal de Santa Catarina ([UFSC], 2002, *online*).

Um dos grandes problemas, mesmo nos países desenvolvidos, é o uso pouco eficiente dos recursos energéticos, fato demonstrado por comparações de eficiência energética. A análise do rendimento econômico obtido por unidade de energia utilizada permite estabelecer uma análise da intensidade energética entre as economias, como a americana e a japonesa. Em 1996, os Estados Unidos tiveram um rendimento duas vezes menor que o do Japão, com um consumo de energia per capita duas vezes maior, de acordo com o *Relatório Mundial sobre Desenvolvimento Humano* de 2000 (ONU, 2005, *online*).

O padrão intensivo de energia requerido pela economia americana levou um grupo de pesquisadores da Rice University, apoiado pelo Conselho de Relações Exteriores, a denunciar a ameaça de um colapso mundial de energia, em vista da falta de interesses dos

principais partidos políticos norte-americanos para corrigir as distorções em favor da eficiência e do meio ambiente. Segundo os pesquisadores, a intensidade energética americana é tão alta que nem mesmo a estratégia adotada de intensificar o uso de recursos próprios, como meio de reduzir importações, pode atender à demanda interna. Para eles, os planos de solução envolvem, necessariamente, a revisão de políticas externas sobre desenvolvimento e uso de energia (JAFFE, 2004).

No Brasil, em dezembro de 2001 foi regulamentada, por decreto presidencial, a lei de eficiência energética. A lei estabelece critérios para definição de limites de consumo em aparelhos comercializados no país e para financiamento de programas de uso racional de energia.

O consumo de energia elétrica per capita é um dos melhores indicadores de desenvolvimento econômico e social de um país ou região. Este dado está intimamente relacionado com a condição social. Uma família que não tem energia elétrica está aquém de bens de consumo. No Brasil, segundo as estimativas oficiais, 2,5 milhões de domicílios brasileiros - cerca de 11 milhões de habitantes - não têm acesso à energia elétrica que correspondem a aproximadamente dez milhões de pessoas (ANEEL, 2006, *online*).

De acordo com as metas fixadas pela ANEEL ([2004?], *online*), em cumprimento a política definida na Lei 10.438/02, estima-se que já no ano de 2007 a universalização será concluída em 2.400 dos 5.507 municípios do país (43% do total). Em termos populacionais, o programa beneficiará cerca de 1,7 milhões de habitantes no período 2004 a 2008. Até o final de 2008, aproximadamente quatro mil municípios estarão universalizados, e cerca de sete milhões de habitantes que hoje não têm acesso à energia terão atendimento pleno.

As metas governamentais prevêm que até o final de 2008, cerca de 1,7 milhões de domicílios brasileiros estarão ligados à rede elétrica. Os cerca de 800 mil domicílios restantes à finalização do programa de universalização estarão ligados à rede entre 2009 e 2015, quando serão atendidos outros quatro milhões de habitantes (ANEEL, 2006, *online*).

Vale lembrar que, além do conforto proporcionado pelos eletrodomésticos, a eletricidade possibilita o saneamento básico e o fornecimento de água, através das bombas que movimentam adutoras e estações de esgoto. Também os hospitais modernos não poderiam funcionar sem eletricidade, em função dos inúmeros equipamentos que utilizam.

2.1.2 Repercussões Geopolíticas do Crescimento da Demanda de Energia nos Países em Desenvolvimento

O aumento do consumo de energia no mundo em desenvolvimento, particularmente para os países asiáticos, aliados à crescente demanda por petróleo e gás nos EUA, poderá causar pressões nos sistemas energéticos e nas condições ambientais globais. A busca pela energia criará novos desafios econômicos e estratégicos, como também alterações nas relações Geopolíticas. O resultado desses desdobramentos dependerá das políticas adotadas pelos principais atores do mundo em desenvolvimento, pelos Estados Unidos e pelos países que formam a União Européia diz Amy Jaffe, Professor da Universidade de Rice, em artigo publicado em maio de 2004.

Os focos diplomáticos, estratégicos e comerciais de alguns estados asiáticos poderão mudar à luz da crescente necessidade de importar energia, levando ao fortalecimento dos laços econômicos e políticos entre esses estados, principais países exportadores de petróleo do Oriente Médio e estados africanos produtores de petróleo. Tais ligações poderão impor novos desafios ao Ocidente, tanto em termos da arbitragem dos conflitos regionais que surgirem, quanto da rivalidade com relação ao abastecimento energético seguro, especialmente em épocas de problemas na oferta, guerras ou outros tipos de emergências.

As preocupações com o meio ambiente poderiam exacerbar os temores com relação à segurança energética, criando outros tipos de tensão no sistema político internacional. Nesse sentido, a cooperação multilateral entre o Ocidente e o mundo em desenvolvimento para a criação de soluções conjuntas para os desafios da oferta de energia e proteção do meio ambiente trará grandes benefícios. Deveria ser considerada de alta prioridade nos esforços diplomáticos internacionais.

Apesar de toda essa atenção no crescimento econômico na Ásia, o crescimento consistente das importações norte-americanas de petróleo é um fator de grande peso nos mercados petrolíferos globais. As importações líquidas dos EUA saltaram de 6,79 milhões b/d em 1991 para 10,2 milhões b/d em 2000. O comércio global de petróleo, isto é, a quantidade de petróleo exportado de um país para outro, cresceu de 33,3 milhões b/d para

42,6 milhões b/d no mesmo período. Isso significa que apenas as importações dos EUA representaram mais de um terço do aumento no comércio mundial de petróleo nos últimos dez anos. Com relação ao comércio com a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), as importações norte-americanas foram ainda mais expressivas — mais de 50% dos ganhos de produção da OPEP entre 1991 e 2000 tiveram os Estados Unidos como destino. A demanda atual dos EUA é de cerca de 20 milhões b/d, dos quais apenas 40% são produzidos internamente (ABRAHAM, 2004, *online*).

2.1.3 Histórico e Panorama da Geração de Energia Elétrica no Brasil

No Brasil, a geração elétrica sempre foi tema de muita preocupação, pois um país, com território superior a 8,5 milhões de quilômetros quadrados, necessita um parque elétrico de grande porte para se desenvolver no setor industrial.

O modelo energético brasileiro, preponderantemente hidrelétrico (83,9%), começou a ser formado na década de 50 (BRASIL, 2006a, *online*, apud TEIXEIRA, 2003, *online*).

Entre 1951 e 1956 houve a maior seca de nossa história, que resultou numa grande crise energética que, por sua vez, impôs aos três principais centros socioeconômicos brasileiros (São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte) um pesado racionamento de energia.

Os 3500 megawatts-hora (MWh) de potência instalada, na época no Brasil, estavam sob controle do capital privado, principalmente estrangeiro, que investia pouco e travava uma permanente queda de braço com o Estado para obter aumento de tarifas. A solução encontrada pelo governo foi tomar as rédeas do setor, criando Furnas Centrais Elétricas, empresa estatal destinada a construir e operar a primeira usina hidrelétrica de grande porte do país, com um reservatório capaz de suportar longos períodos de estiagem.

Com o passar dos anos, o sistema elétrico brasileiro foi se modernizando. Sua interligação, por linhas de transmissão, permitiu a racionalização do uso da água em todo o país, de forma que os reservatórios situados em diferentes bacias hidrográficas passassem a funcionar como uma espécie de vasos comunicantes. Em outras palavras, se chovia pouco no Sudeste, as usinas do Sul eram orientadas a colocar mais potência na rede, economizando a água das barragens afetadas.

Em 1962, foi criada a Eletrobrás. No início da década de 70, seu então presidente, Mário Bhering, apresentou as perspectivas de expansão de demanda da energia elétrica no Brasil, em função de vários estudos, depois consolidados no chamado “Plano 90” (TEIXEIRA, 2003, *online*).

Segundo esses estudos, o Brasil necessitaria expandir a sua capacidade de geração de 20 GW para 73 GW, entre 1975 e 1990. O “Plano 90” estabeleceu que, dessa expansão de 53 GW, grande parte deveria ser de origem hidráulica (33 GW), enquanto que o restante (20 GW) proviria de fontes térmicas, com a construção de usinas nucleares e termoeletricas convencionais (TEIXEIRA, 2003, *online*).

A complementação térmica seria importante por diversos fatores. O principal é que o parque energético brasileiro não se tornaria tão dependente de fontes hídricas, o que diminuiria o risco de crises de abastecimento em períodos de seca. Por isso, o projeto previa, além de oito usinas nucleares de 1300 MW, cujas potências se somariam às da usina Angra 1, várias termoeletricas convencionais. Razões políticas e econômicas, no entanto, impediram a plena concretização do plano.

Nos anos 70, o governo priorizou a expansão da produção e do consumo da energia elétrica de origem hidráulica. A expansão da produção ficou sob responsabilidade da Eletrobrás, através de suas subsidiárias: Eletronorte, Eletrosul, Furnas e Chesf.

Para a construção das usinas, foram utilizadas linhas de crédito internacionais que estavam abertas a juros baixos (6% ao ano). Essa grande oferta de dinheiro decorria do fato de que os dois choques do petróleo (1973 e 1979) canalizaram bilhões de dólares para os países exportadores do produto que, por segurança e rentabilidade, os depositaram em bancos europeus e norte-americanos. Tais entidades financeiras, com folga de recursos, dispunham-se a fazer financiamentos em infra-estrutura em países em desenvolvimento. No

caso do Brasil, na época sob forte regime militar, projetaram-se planos de expansão, observando-se taxas de crescimento econômico em torno de 10% ao ano.

Como havia grande liquidez por parte dos bancos internacionais e disponibilidade de recursos para países em desenvolvimento, o governo brasileiro preferiu, em vez de fazer usinas ao longo de um rio, de acordo com a necessidade, construía uma de grande porte, no último degrau do rio, para aproveitar toda a sua potência. Os impactos ecológicos foram significativos, com alagamentos de florestas, áreas agrícolas, cidades. Quando do fechamento das eclusas da barragem de Itaipu, uma área de 1500 km² de florestas e terras agriculturáveis foi inundada. Conforme a Universidade de São Paulo, a cachoeira de Sete Quedas, figura 2, uma das mais fascinantes formações naturais do planeta, desapareceu (USP, 1999, *online*).



Figura 2 - Sete Quedas. Uma das últimas fotos do local
Fonte: PR_10.JPG ([2005 ou 2006], *online*).

Esta política de construção de grandes barragens apresentou problemas ao país. O crescimento econômico que fora projetado para a década de 80 não ocorreu conforme planejado. As consequências dos choques do petróleo provocaram uma recessão econômica mundial. A produção de energia ficou superdimensionada e, por isso, foram postergadas ou paralisadas várias obras.

As tarifas ficaram abaixo das necessidades para amortizar os investimentos. A construção de usinas na escala projetada tornou-se inviável e todo o esforço dirigiu-se, então, para o término das obras em andamento. Nos anos 80, a situação ficou mais complicada, devido à elevação dos juros internacionais, que atingiram o patamar de 18% ao ano.

No final da década de 70, com a elevação dos juros internacionais, o valor da dívida externa brasileira aumentou de forma acentuada, atingindo o ápice no início dos anos 80. Uma das medidas emergenciais adotadas pelo governo foi usar a capacidade de endividamento das empresas elétricas para obter os capitais necessários ao pagamento dos juros da dívida externa. Ao mesmo tempo, os reajustes de tarifas foram reprimidos para conter a inflação. No mesmo período a redução do preço do petróleo no mercado internacional estimula novamente o seu uso no parque industrial, agora em substituição à energia elétrica. Essa conjuntura formou na Eletrobrás uma dívida 25 bilhões de dólares (SANTOS, T. M. D., 2002). Outra consequência da crise foi a redução das verbas para as usinas termoeletricas, pois, desde a década de 70, a Eletrobrás apontava a necessidade de não se atrelar a matriz energética brasileira apenas à fonte hídrica. A complementação térmica sempre foi abordada como uma questão de suma importância.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 8,03% da capacidade de produção de energia elétrica do país não participam do SIN, constituindo pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ANEEL, 2002, *online*).

Atualmente, no Brasil estão em operação 1.498 unidades, gerando 93.576 MW de potência, sendo 71.394 MW em usinas hidrelétricas, 10.812 MW em usinas à gás, 4.619 MW em usina a óleo combustível, 3.299 MW em usinas de biomassa, 2.007 MW em usinas nucleares, 1.415 MW em usinas a carvão mineral e 28,5 MW em usinas eólicas. Para se obter a capacidade de produção total disponível, deve-se somar a esses valores a disponibilidade de importação de 2.570 MW da Argentina, 5.650 MW de Itaipu, parte contratada à empresa de energia do Paraguai, 200 MW da Venezuela e 70 MW do Uruguai (ANEEL, 2006, *online*). A tabela 1 lista, por fonte de geração, as usinas de geração elétrica no Brasil e o país da importação da energia.

Está prevista para os próximos anos uma adição de 27.769 MW na capacidade de geração do País, proveniente dos 73 empreendimentos atualmente em construção e mais 517 outorgadas (ANEEL, 2006, *online*).

Tabela 1 - Usinas de Geração Elétrica em Operação no Brasil

Empreendimentos em Operação							
Tipo		Capacidade Instalada			Total		
		N.º de Usinas	(kW)	%	N.º de Usinas	(kW)	%
Hidro		600	71.394.905	70,17	600	71.394.905	70,17
Gás	Natural	72	9.886.953	9,72	98	10.812.701	10,63
	Processo	26	925.748	0,91			
Petróleo	Óleo Diesel	499	3.455.583	3,4	517	4.619.553	4,54
	Óleo Residual	18	1.163.970	1,14			
Biomassa	Bagaço de Cana	222	2.286.190	2,25	263	3.299.069	3,24
	Licor Negro	13	782.617	0,77			
	Madeira	24	203.832	0,2			
	Biogás	2	20.030	0,02			
	Casca de Arroz	2	6.400	0,01			
Nuclear		2	2.007.000	1,97	2	2.007.000	1,97
Carvão Mineral	Carvão Mineral	7	1.415.000	1,39	7	1.415.000	1,39
Eólica		10	28.550	0,03	10	28.550	0,03
Importação	Paraguai		5.650.000	5,55		8.170.000	8,03
	Argentina		2.250.000	2,21			
	Venezuela		200.000	0,2			
	Uruguai		70.000	0,07			
Total		1.497	101.746.778	100	1.497	101.746.778	100

Fonte: ANEEL (2006, *online*).

A participação das energias renováveis na oferta interna de energia no Brasil, passou de 43,9% em 2004 para 44,5% em 2005. Esta proporção é das mais altas do mundo, contrastando significativamente com a média mundial, de 13,3%, e mais ainda com a média dos países que compõem a Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Econômicos

(OCDE) – em sua grande maioria países desenvolvidos –, de apenas 6% (BRASIL, 2006f). Esta matriz renovável coloca o país em posição favorável relativamente à emissão de gases de efeito estufa. Não obstante, a manutenção deste perfil na matriz brasileira depende de variáveis sócio-econômicas e institucionais e das alternativas tecnológicas disponíveis.

A primeira alternativa é a hidreletricidade, devido à própria vocação do país expressa no seu potencial hidroenergético de 260 GW, dos quais apenas 25% estão sendo utilizados. Porém, deste total, 10% estão localizados na Região Nordeste e 44% na Região Norte, tornando necessárias linhas de transmissão de longa distância. Ademais, o aproveitamento da hidreletricidade confronta-se com o dilema histórico das usinas, cujos beneficiados não são os mesmos que sofrem as suas externalidades. Além do custo do reassentamento das populações afetadas variar bastante, a estimativa dos impactos sobre a biodiversidade é complexa. Finalmente, às emissões de gases de efeito estufa de hidrelétricas, embora relativamente reduzidas, também não são nulas (ROSA, L. P.; SCHAEFFER; SANTOS, 1996).

Nos últimos cinco anos, o governo brasileiro tentou incentivar o investimento privado em termelétricas à gás, com o objetivo de diversificar a matriz de geração elétrica no país. Para tanto, o gás importado da Bolívia seria usado em termelétricas e funcionaria como âncora de consumo para o mercado. Porém, as peculiaridades do sistema elétrico brasileiro tornam o consumo de gás natural muito afetado por cláusulas “*take-or-pay*” (obrigatoriedade de compra de uma quantidade mínima independente da demanda variável) pela disponibilidade de energia variável de base hídrica (SOARES, 2004).

As fontes alternativas, em algumas regiões do Brasil, podem contribuir para a diversificação da matriz energética e para a universalização do acesso à energia elétrica. Entretanto, são barreiras para o seu maior aproveitamento os custos de geração elevados, embora decrescentes, e a aleatoriedade dos seus ciclos naturais de comportamento (ANEEL, 2006, *online*).

2.1.4 Modificações Institucionais do Setor Elétrico Brasileiro (Novo Modelo)

Conforme Mattuella (2005), até a década de setenta, os investimentos da União no setor energético brasileiro representaram cerca 10% do orçamento. O maior valor aplicado no setor energético ocorreu em 1984, com os investimentos representando 24% do total. A situação de crise nas finanças públicas a partir do final dos anos 80 tornou inviável a continuidade do modelo de investimentos públicos na expansão do sistema. Nos anos 90, houve uma redução significativa do investimento na expansão da oferta de energia, caindo de US\$ 6,1 bilhões em 1990, para US\$ 4,5 bilhões em 1999, como mostra a figura 3.

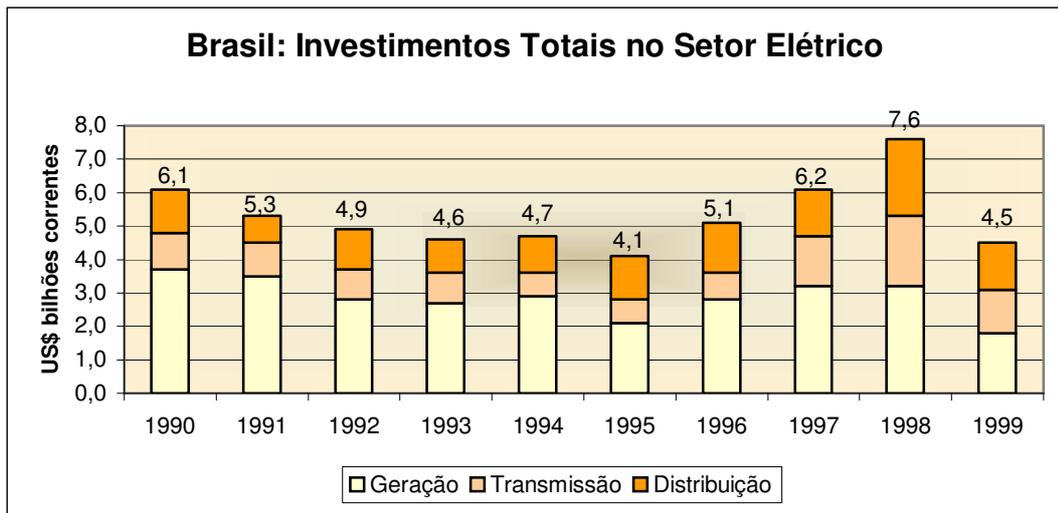


Figura 3 - Investimentos do setor elétrico na década de 90

Fonte: Eletrobrás (2005, *online*).

A falta de investimentos, o esgotamento da capacidade das usinas existentes somados ao aquecimento da economia provocado pelo Plano Real, que exigiam maior disponibilidade de energia elétrica, fez com que o Governo Federal reformulasse o setor elétrico do país. Como o setor público não dispunha de recursos suficientes para financiar a expansão do sistema, foi necessária a atração do capital privado. Esta situação levou ao programa de privatização do setor elétrico brasileiro. O Estado passaria do modelo intervencionista para o de regulação e fiscalização do setor (WORLD ENERGY COUNCIL,

2004, *online*). A partir de 1994, o governo tentou com o modelo de privatização e de desregulamentação a modernização do setor. A crença era de que a livre concorrência e as próprias leis de mercado (oferta e demanda) fossem suficientes para atrair investimentos do capital privado na construção de novas usinas.

Foram também introduzidas novas formas de regulação seguindo modelos existentes em outros países tais como Inglaterra e Estados Unidos. Com este objetivo, foram criadas, a partir de 1996, sob a coordenação da Secretaria Nacional de Energia, do Ministério das Minas e Energia, as seguintes estruturas de atuação e de regulação:

- a) Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL;
- b) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- c) Mercado Atacadista de Energia – MAE.

"As peculiaridades do Sistema no Brasil, a falta de experiência do governo na gestão institucional do modelo privado e também, devido a indefinições do próprio modelo da privatização, trouxe muitos problemas na sua implementação." (LEITE, 2003, *online*).

O Brasil assistiu a uma reforma do sistema elétrico que, ainda incompleta, foi atropelada por crise hidrológica que deixou o público aturdido com o colapso de um serviço público no qual confiava. Cometeram-se três equívocos. O primeiro veio com a concepção dos consultores ingleses. Não houve como fazer que eles entendessem que um sistema 90% hidráulico é operacionalmente distinto de um sistema 90% térmico. O nosso sistema é original e único, entre os grandes sistemas do mundo e assim permanecerá, nos próximos quinze anos. Nele, a energia térmica tem a função de corrigir as variações essenciais da energia hidráulica, em termos operacionais. A seguir, o MME, na implementação da reforma, cometeu segundo equívoco ao tentar estabelecer competição entre formas de energia, com o grande prestígio ocasional do gás, quando o que se devia tratar era da competição entre empresas, capazes de suprir energia em condições equivalentes de qualidade e segurança. Este registro nada tem a ver com a privatização e a desregulamentação, mas sim com a realidade física do nosso sistema. Ainda na implementação ocorreu terceiro erro ao se definir a energia assegurada, pelas usinas hidrelétricas de cada empresa geradora, segundo tradicional prática de avaliação, a partir da história hidrológica, da capacidade de regularização plurianual dos reservatórios, e da construção de curvas de probabilidade de deflúvios. Ela está irremediavelmente ligada a um nível de risco de insuficiência de capacidade de suprimento. No sistema anterior o risco era solidariamente absorvido pelas empresas. Com a subdivisão do sistema os riscos de cada empresa ficaram altíssimos. (LEITE, 2003, *online*).

Um exemplo é relativo à remuneração do capital. Pelo modelo, a geração e a distribuição ficaram a cargo da iniciativa privada, com um percentual de 60% sobre a estrutura tarifária, enquanto a transmissão, etapa meio do processo, ficou a cargo do Estado, com um percentual de 40% na estrutura tarifária. Cabe lembrar que, no restante do mundo, a relação é inversa (WORLD ENERGY COUNCIL, 2004, *online*). Outra falha foi o fato deste processo ter sido iniciado antes da existência do próprio órgão regulador do setor, a ANEEL (MATTUELLA, 2005).

Os empreendedores, sujeitos à concorrência do mercado, com as indefinições na política de comercialização da energia e com o intervencionismo do governo, adiaram ao máximo os investimentos, para forçar o aumento das tarifas por parte do Governo (WORLD ENERGY COUNCIL, 2004, *online*).

A figura 4 mostra o descompasso na evolução da oferta versus demanda de energia elétrica nos anos 90, fator determinante para a crise energética no país, no ano de 2000.

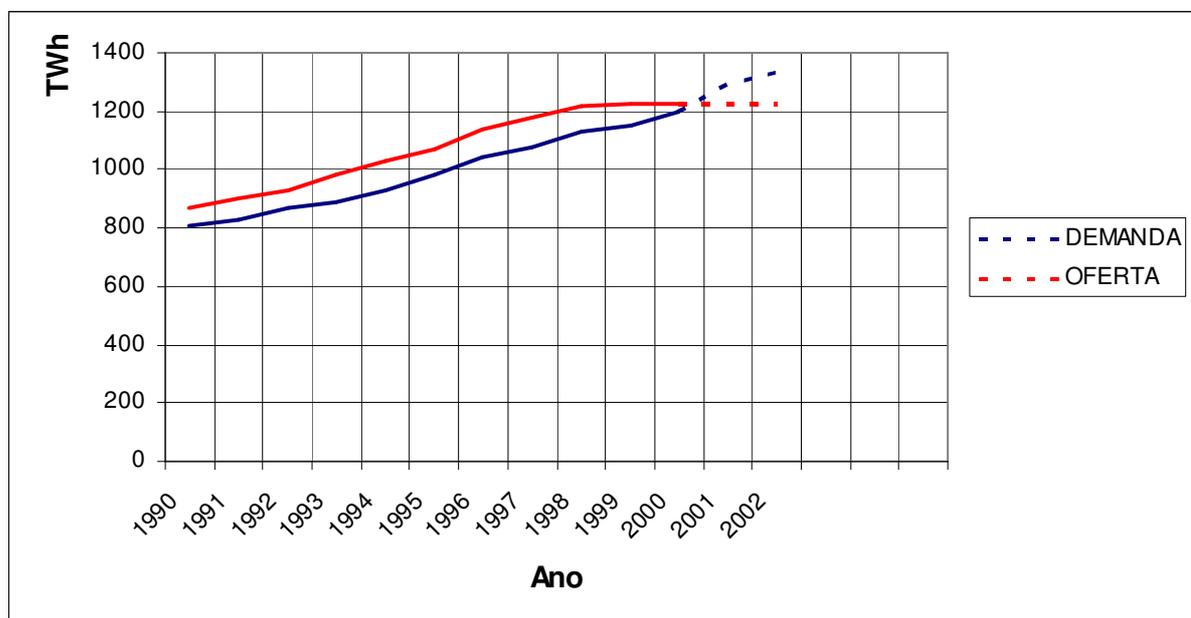


Figura 4 - Oferta x Demanda totais no setor elétrico na década de 90
Fonte: Eletrobrás (2005, *online*).

O Sistema Elétrico passou a operar com um risco maior que 5%, aceitável tecnicamente, isto é, com menos de 95% de certeza de que a capacidade instalada teria condições de atender à demanda. O quadro foi agravado com os três períodos de seca consecutivos – 1997, 1998 e 1999, que esvaziaram as represas, tornando impossível o atendimento à demanda, sem a redução na oferta de energia.

No primeiro semestre de 2001, instaurou-se a maior crise energética da história do país, capaz de subverter as previsões de crescimento, frear estimativas otimistas em torno da criação de empregos e o pior, acelerou a inflação que, aparentemente, estava sob controle. Em 1º de junho de 2001, o governo decretou racionamento nas regiões Sudeste, Nordeste, e Centro Oeste, para reduzir entre 20 e 35% o consumo de energia elétrica (ELETROBRÁS, 2005, *online*).

Como a atração de investimentos privados, para a expansão da oferta de energia, não estavam acontecendo, e como permanecia o risco do não atendimento das necessidades do país, o Governo precisou rever as bases do modelo institucional do setor elétrico brasileiro.

A privatização do setor elétrico, de uma forma geral, não atingiu o objetivo principal, de promover investimentos do capital privado para a expansão do parque gerador. Esta constatação resultou na formulação de um “Novo Modelo” que redirecionaria a política energética. Duas diretrizes passaram a nortear as definições governamentais: a necessidade de diversificação da matriz energética e da revisão da política de privatização, que ainda não havia sido concluída. Atualmente, cerca de 80% da geração elétrica no país está ainda concentrada em empresas estatais e a distribuição de energia está, praticamente, sob controle privado (MATTUELLA, 2005).

O “Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro” prevê a intervenção estatal e centralismo, colocando novamente nas mãos do estado o poder de planejamento e decisão. O Governo Federal espera, com este modelo, atrair capitais privados sem onerar demasiadamente o custo da tarifa para o consumidor (REVISTA COMITÊ TEMÁTICO..., 2004). Com a implantação do novo modelo foram estabelecidos os leilões de comercialização de energia. Os projetos serão ofertados depois de autorizados ambientalmente e concorrerão em leilões de energia ofertada, conforme as necessidades do sistema. Os projetos vencedores receberão um contrato de compra de energia de quinze, vinte ou trinta anos dependendo da situação previamente explicitada no edital.

Como fator positivo aumenta a confiança em que determinados projetos, considerados “estruturantes”, serão de fato efetivados, não dependendo apenas do mercado. Outro ponto positivo é a licença ambiental prévia e o estudo de viabilidade. Se isto tudo vai criar melhores condições para os investimentos, ainda há poucas informações e, portanto, só o tempo dirá.

Alguns analistas avaliam que os investidores poderão ter uma maior dificuldade e uma apreensão quanto a investir, dada a possibilidade de intervenção do estado a qualquer momento.

Por outro lado, o Governo buscou conciliar o planejamento do setor aliado a uma remuneração aos Projetos de Geração, porém existe uma grande dúvida das Associações quanto à eficácia desta idéia. Quanto ao risco de desabastecimento, este está diretamente ligado à velocidade da implantação do Modelo do Setor Elétrico, pois se não forem regulamentadas as modificações proposta pelas novas legislações, em um curto espaço de tempo, pode-se ter uma fuga de capital para outros países, o que certamente traduzirá em uma maior probabilidade de desabastecimento no futuro. Com as alterações introduzidas pelo novo modelo, alguém sempre terá que pagar, diretamente via tarifa (paga quem está utilizando), ou então via subsídios (então todos pagam). As hidrelétricas baratas já foram construídas. Cada usina nova que entrar no sistema, térmica ou hídrica, contribuirá para aumentar a tarifa. Não há outra saída. Ou se paga mais caro pela energia nova, ou então vai faltar energia (REVISTA COMITÊ TEMÁTICO..., 2004).

O Diretor Geral da ANEEL, Jerson Kelman, reafirmou que os investimentos necessários para a ampliação do sistema elétrico são estimados em cerca de R\$ 20 bilhões ao ano. Estes recursos deverão surgir na medida que os marcos regulatórios se tornem estáveis e com regras claras. O desenvolvimento dependerá principalmente do investimento privado. Segundo o diretor da ANEEL, “[. . .] o custo da energia elétrica no Brasil é barata, se comparada a vários países europeus, uma vez que o sistema elétrico nacional é interligado”. Porém, lembrou que 1/3 do valor da conta dos consumidores é direcionada para pagamento de tributos e encargos. “São pagamentos feitos pelos consumidores de energia elétrica para atender a outros. Os consumidores pagam encargos para ajudar as pessoas no norte do Brasil a consumirem energia elétrica, porque lá o custo é muito alto”, frisou (CENTRO Nuclear..., 2005, *online*).

2.1.5 Relações de Crescimento da Economia PIB e Demanda de Energia Elétrica no Brasil

As relações entre a economia e a demanda de energia costumam ser usadas, pois o conceito geral que a necessidade de energia cresce com a economia é uma realidade, para a maioria dos países, principalmente naqueles em desenvolvimento. Entretanto, o desenvolvimento tecnológico, as crises do petróleo e as preocupações ecológicas estão induzindo importantes mudanças no uso da energia. De forma especial, nos países mais desenvolvidos foi verificada, em alguns casos, uma sensível redução do coeficiente energia/produto resultante das mudanças nas estruturas de produção. Outro fator importante, na comparação entre países, com diferentes graus de desenvolvimento, é a diferença nas eficiências de utilização dos combustíveis. Para exemplificar, o gás natural em fogões modernos e a lenha, em fogões primitivos, apresentam diferença de eficiência pelas características do equipamento, e, também, pelas peculiaridades do combustível (DEMANDA de energia equivalente e elétrica..., 2000, *online*).

As fontes energéticas “primárias” são aquelas utilizadas na forma direta, como se encontram na natureza, tais como: petróleo, gás natural, carvão mineral, minério de urânio, lenha e outros. Quando as fontes primárias são transformadas em formas mais adequadas de combustíveis, de acordo com os diferentes usos, são classificados como “energia secundária”. A conversão de energia primária para secundária implica em perdas, pois em qualquer transformação, parte da energia é perdida no processo, geralmente sob a forma de calor. Dessa forma, conforme o artigo *Geração Elétrica no horizonte 2030* (2002, *online*) publicado na revista *Economia e Energia*:

$$\text{Energia Final} = \text{Energia primária} - \text{Energia perdida na transformação}$$

Em alguns casos, uma fonte secundária, como no caso do óleo combustível, passa por um outro centro de transformação, para a conversão em eletricidade. Assim, a energia final inclui uma fração da energia primária que chega aos consumidores, ou seja:

$$\text{Primária} \Rightarrow \text{Perdas na Transformação} + \text{Final};$$

Energia Final = Energia Secundária + Energia Primária de uso direto.

Nos **balanços de energia útil (EU)**, considera-se, para cada uso **j**, a eficiência do combustível **i**. Dessa forma:

$$\text{Energia Útil (i,j)} = \text{Energia Final (i)} \times \text{Rendimento (i,j)},$$

ou:

$$\text{EU(i,j)} = \text{EF(i)} \times \text{R (i,j)}$$

Considerando um gasto de energia na logística, **distribuição D (i,j)** da **energia final (EF)** de cada energético por tipo de uso, tem-se:

$$\text{EF(i,j)} = \text{EF(i)} \times \text{D(i,j)}$$

Considerando-se a **eficiência**, para um determinado setor, do energético **i** no uso **j** como **R(i,j)**, pode-se definir a **energia útil (EU)** como:

$$\text{EU (i,j)} = \text{EF (i,j)} \times \text{R(i,j)}$$

A **energia útil**, para o mesmo uso, proveniente de diversos energéticos (**n**) será dada por:

$$\text{EU(j)} = \sum \text{EF (i)} \times \text{D(i,j)} \times \text{R(i,j)}$$

A eficiência média, de um energético utilizado, será obtida a partir da expressão:

$$\text{EU(i)} = \text{EF (i)} \times \sum \text{D(i,j)} \times \text{R(i,j)}$$

A somatória é o fator de conversão de energia útil em final para o energético **i**, dadas as distribuições **D(i,j)** e os rendimentos **R(i,j)**.

A relação valoriza, conforme o uso do combustível. Exemplificando: Um combustível, como a lenha para gerar calor de processo numa determinada indústria com eficiência de 75% e óleo diesel para gerar força motriz, na mesma indústria com uma eficiência de 30%. Quando somados os dois combustíveis, na forma de energia útil, eles aparecem com um fator de mérito que não corresponde à sua potencialidade. Ou seja, não

obstante a maior potencialidade, a energia final do diesel aparece multiplicada por 0,30 e a da lenha por 0,75.

Para levar em conta e compensar a distorção, utiliza-se, além do conceito de energia útil, o conceito de **energia equivalente (EE)**. Neste conceito, a eficiência de cada fonte de energia é comparada **para o mesmo uso** com a eficiência de uma fonte de referência.

Por exemplo, "óleo combustível equivalente" para os usos de calor de processo e aquecimento direto e de "diesel equivalente" na área de transporte.

Este conceito é amplamente utilizado para analisar a relação energia e atividade econômica em diversos países. Dessa forma,

$$\text{Energia Equivalente (i,j)} = \text{EU(i,j)}/\text{R(io,j)}$$

onde R(io,j) é rendimento no setor considerado do combustível io de referência.

ou, ainda:

$$\text{EE(i,j)} = \text{EU(i,j)}/\text{R(io,j)} = \text{EF(i,j)} \times \text{R(i,j)} / \text{R(io,j)}$$

Escolto um energético de referência tem-se, por definição:

$$\text{EE(i)} = \text{EF(i)} \times \text{D(i,j)} \times \text{R(i,j)}/\text{R(io,j)} = \text{EF(i)} \times \text{C(i)}$$

Naturalmente, isto é válido para cada setor econômico considerado (k) e poderia ser escrito:

$$\text{EE(i,k)} = \text{EF(i,k)} \times \text{C(i,k)}$$

Na maioria dos casos, para a energia elétrica, foi usado como referência o gás natural, pela flexibilidade para diferentes aplicações como fonte térmica.

No caso do balanço energético, a eletricidade é valorizada pelo combustível necessário para a sua geração. Ou seja, nos usos específicos de eletricidade, a energia equivalente é quantificada, com base na energia térmica a gás, necessária para gerar um kWh de energia elétrica.

Os valores de energia são expressos, geralmente, em toneladas equivalentes de petróleo (1tep= 10,8 Gcal). Esta unidade é usada, praticamente, em todos os balanços energéticos (DEMANDA de energia equivalente e elétrica..., 2000, *online*).

A construção de um cenário energético leva em conta os resultados setoriais e energéticos de uma “rodada” da matriz energética, para um cenário análogo ao “de referência” atual. A utilização da metodologia pode então ser resumida da seguinte forma:

Parte-se do comportamento histórico da razão energia equivalente/PIB verificada.

Escolhe-se uma relação baseada no histórico do país, comparando outros países, podendo ser realizados estudos semelhantes para cada um dos setores da economia.

A projeção da participação da Energia Elétrica no consumo de “Energia Equivalente” permite acoplar um consumo de Energia Elétrica ao cenário econômico (DEMANDA de energia equivalente e elétrica..., 2000, *online*). Esse tratamento considera a eficiência intrínseca de cada energético por setor de uso e torna a dependência entre o consumo de energia e a economia muito mais sólida. Por exemplo, muitos dos ganhos de eficiência energética na Europa Ocidental, nas últimas décadas, se devem à substituição do carvão mineral pelo gás natural (intrinsecamente mais eficiente).

Particularmente para o Brasil, o uso do conceito de energia equivalente tem se mostrado, razoavelmente estável ao longo das três últimas décadas, demonstrando a aplicabilidade às particularidades da Matriz Energética Brasileira, com forte presença da hidreletricidade, do álcool carburante e do carvão vegetal. As figuras 5 e 6, respectivamente, demonstram a aderência de crescimento entre a energia elétrica e energia equivalente no Brasil e as projeções de crescimento do PIB e consumo de energia elétrica.

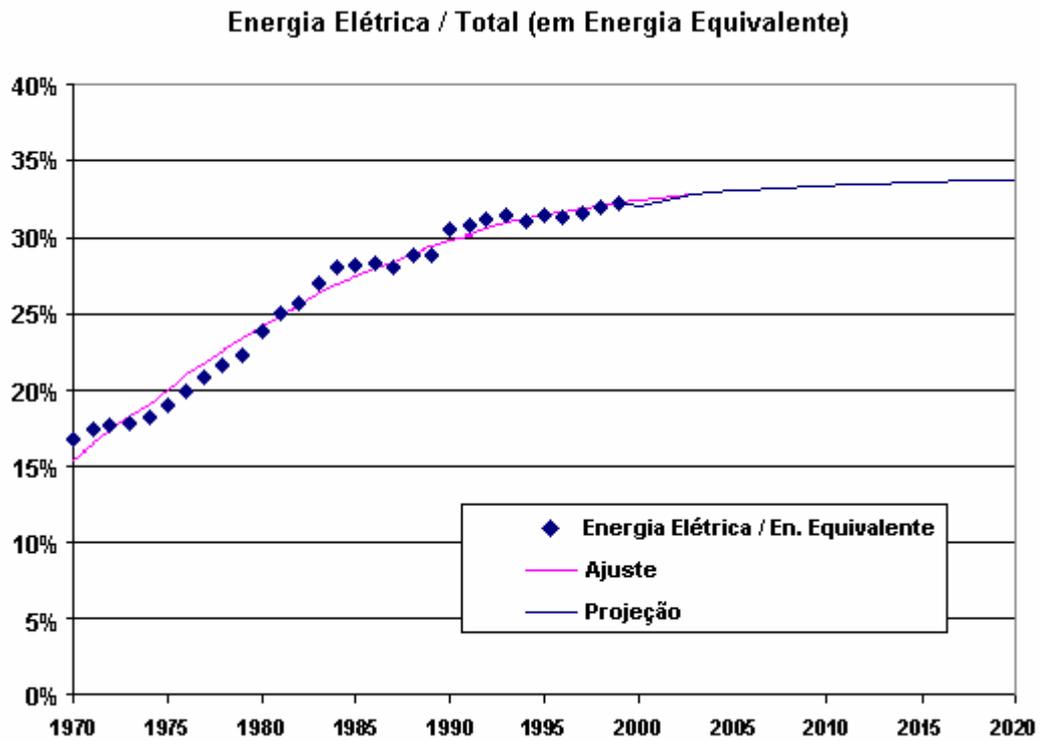


Figura 5 - Participação da eletricidade no total do consumo em Energia Equivalente.
Fonte: DMEEF13.GIF (2005, *online*).

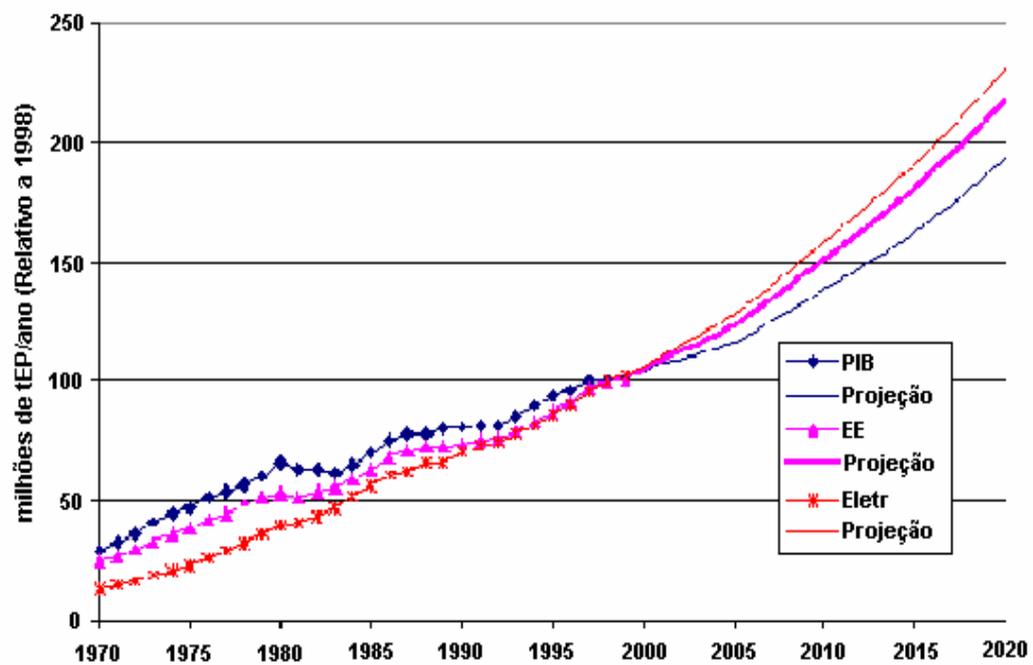


Figura 6 - Projeções de crescimento do PIB, do consumo final, expresso em de Energia Equivalente, e consumo de eletricidade
Fonte: DEEF23.GIF (2003, *online*).

2.1.6 Previsão de Aumento de Demanda de Energia Elétrica no Brasil

O artigo *Porto de destino para o sistema elétrico brasileiro*, publicado na revista *Economia & Energia* em maio de 2005, estima as necessidades do Sistema Elétrico Nacional de 2005 a 2035. O estudo usa o conceito de energia equivalente e alega evitar os cenários de crescimento que expressam mais um desejo governamental que uma realidade provável. O artigo trabalha com projeção própria de crescimento econômico e considera as limitações macroeconômicas existentes (ALVIM et al., 2005, *online*).

Os cenários de crescimento são, de modo geral, inferiores aos oficiais. O crescimento econômico médio, no período 2005-2010, é estimado em 3,7% ao ano e, para o período 2003 a 2035, em 4,7% ao ano.

Também foi considerado que o Brasil já apresenta uma participação da eletricidade no consumo global energético medido em energia equivalente quase de país desenvolvido. A participação é de 33% com a estimativa de subir para 35%. A avaliação não considera um crescimento da eletricidade muito superior ao do PIB no longo prazo (elasticidade não superior a um). O artigo afirma que a verificação de crescimento da demanda de eletricidade, superior à taxa de crescimento do PIB, decorre da alta participação dos “eletro-intensivos” (alumínio, por exemplo) no parque industrial brasileiro e devido ao subconsumo, que vai sendo corrigido, em outros setores industriais que ainda não se modernizaram. Citam-se como exemplo, o transporte coletivo das cidades e o grande número de residências com baixo ou nenhum consumo de eletricidade. Esses fatores tendem a garantir taxas de crescimento de eletricidade ligeiramente superiores ao crescimento do PIB por algum tempo. Entretanto, em escala maior de tempo o crescimento da demanda de energia elétrica se aproxima do percentual de crescimento do PIB. É a conclusão do estudo (ALVIM et al., 2005, *online*).

Quanto ao potencial hidroelétrico, a suposição é que todo o potencial previsto será confirmado e ainda acrescido de cerca de 100 GW, chegando próximo a 370 GW. Foi estimado, também, o índice de 80% de exploração total, que é considerado elevado, em termos mundiais.

Finalmente, a projeção de energia térmica é feita em função da necessidade de regulação do Sistema, levando em conta a capacidade do estoque de energia hídrica. O planejamento considera um consumo de 5% de energia térmica na base. A natureza desta complementação é bastante conservadora, sendo suposto que 70% seriam de energia térmica convencional e a proporção atual da participação nuclear na energia térmica (30%) seria mantida. Esta proporção é inferior a atualmente praticada nos países europeus (35%) e próxima a dos países da Organisation for Economic Cooperation and Development's (OECD) (28%).

Todas estas suposições conservadoras resultam em uma participação da energia hídrica ainda de 85% em 2030, caindo para 74% em 2035. A participação da energia nuclear seria de 5% e 9%, respectivamente, e o restante de térmicas convencionais. Em termos de potência instalada em 2035, haveriam 270 GW instalados de usinas hidrelétricas, 90 GW de térmicas convencionais e 36 GW de nuclear, o que equivale a 28 usinas de 1,3 GW, das quais 20 estariam comprometidas com a regulação e oito corresponderiam à necessidade resultante do esgotamento do potencial hidroelétrico (ALVIM et al., 2005, *online*). Também foi corroborada no artigo a hipótese de que os custos da geração e transporte da geração hídrica cresceriam dentro de hipóteses formuladas em estudo anterior do setor elétrico. O potencial hidrelétrico explorável seria, nesta hipótese, limitado a 140 GW. A potência térmica requerida seria de 214 GW instalados, dos quais 62 GW seriam nucleares.

A visão governamental de crescimento do setor está apresentada no documento oficial, publicado, sob o nome de *Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDEE-2006/2015)*, pelo Ministério das Minas e Energia (MME), para o período de 2006 a 2015, e estima, no cenário de referência, que a potência instalada em dezembro de 2015 será 134.667 MW, que representa um incremento de 4.100 MW por ano (BRASIL, 2006c, *online*). Os cenários macroeconômicos considerados no PDEE-2006/2015 são apresentados na figura 7.

- A quantificação dos três cenários de crescimento econômico é sintetizada na taxa de crescimento do PIB

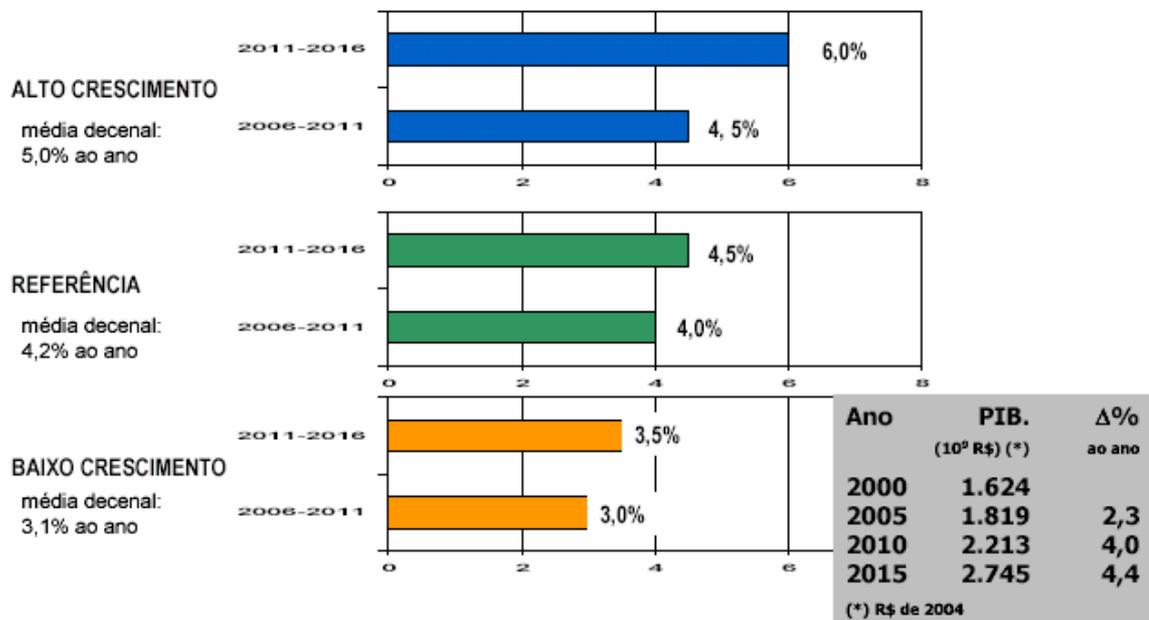


Figura 7 - Cenários de crescimento do PIB (PDEE 2006/2015)

Fonte: Brasil (2006c, *online*).

O MME estima que a composição da matriz elétrica nacional no ano 2023 não estará muito alterada em relação a 2005. A maior variação percentual decréscimo prevista pelo MME é do gás natural. As figuras 8 e 9 apresentados a seguir mostram a composição da Matriz Elétrica Nacional, respectivamente nos anos 2005 e 2023 (BRASIL, 2006c, *online*). A figura 10 mostra a previsão de variação, em termos de capacidade instalada de fontes de geração de energia elétrica entre os anos 2006 e 2015 do Ministério das Minas e energia do Brasil.

Matriz Elétrica Nacional - 2005

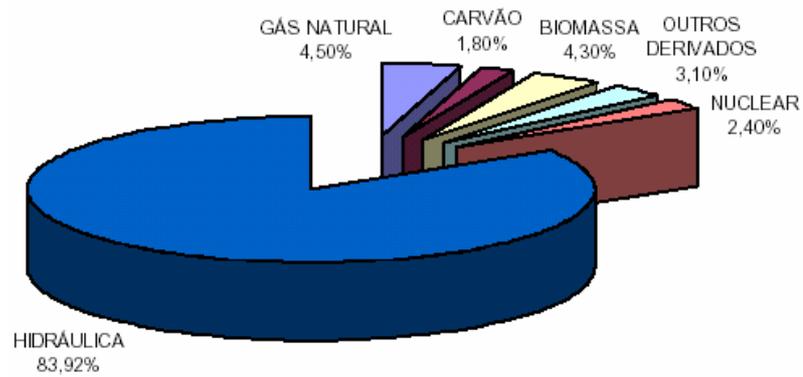


Figura 8 - Matriz Elétrica Nacional 2005
Fonte: Brasil (2006c, *online*).

Matriz Elétrica Nacional - 2023

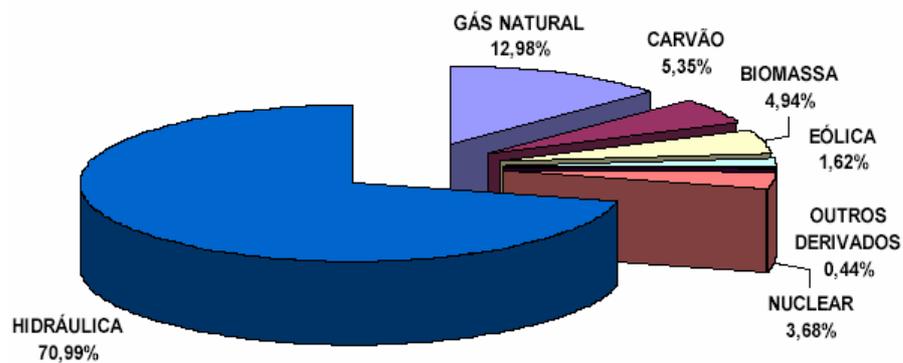


Figura 9 - Matriz Elétrica Nacional 2023
Fonte: Brasil (2006c, *online*).

Capacidade Instalada Total- SIN

Participação das Fontes de Geração

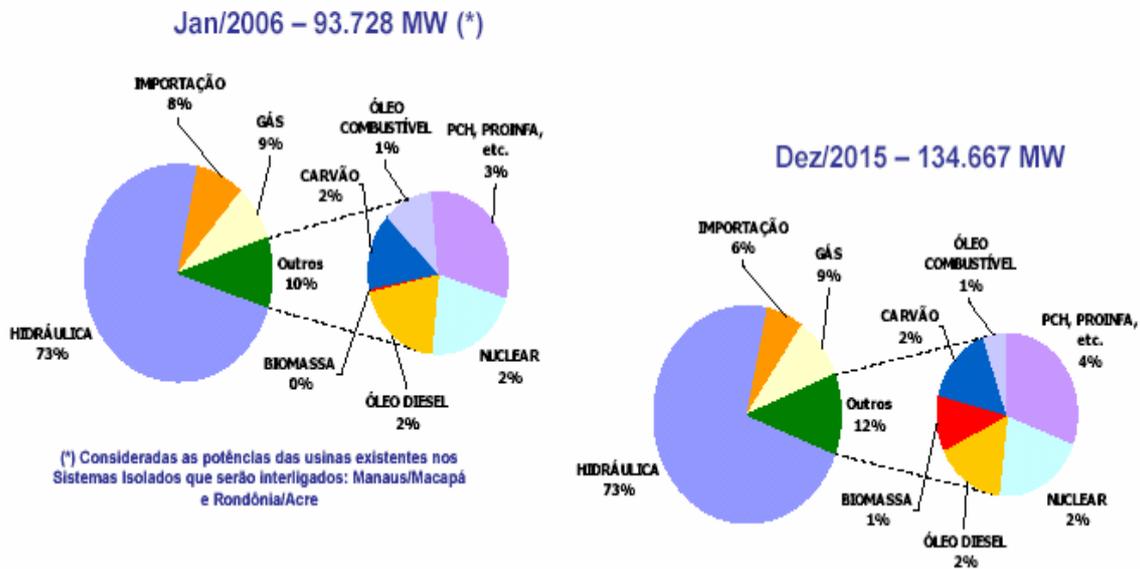


Figura 10 - Capacidade instalada no Sistema Elétrico Nacional (SIN) 2006 e 2015
Fonte: Brasil (2006c, *online*).

2.2 A Questão Ambiental

O planeta Terra se caracteriza por uma história evolutiva complexa, que acontece desde a sua formação há cerca de 4,6 bilhões de anos que continua atuando nos dias de hoje. Interações entre atmosfera, oceanos, terra sólida e a biosfera resultaram no desenvolvimento de uma grande e complexa variedade de paisagens, relevos e formas de vida que se abrigam em um amplo espectro de habitat, dentro de um sistema dinâmico em evolução.

Devemos conhecer como a Terra trabalha e como se procedeu a evolução de uma paisagem de rochas nuas para outra, muito complexa, como a vemos, dominada pela vida. Este conhecimento deve ser aplicado para melhor gerenciar o meio ambiente, afirmou

Preston Cloud (1978), Geo-Cientista, preocupado com a história da vida na Terra e o impacto ambiental produzido pelo homem:

Conforme Barry e Chorley (1995), até recentemente pensava-se que a atividade do homem causava mudanças ambientais locais, no máximo regionais. Hoje se reconhece que os efeitos da atividade humana sobre a Terra são de tal envergadura que estamos todos envolvidos num experimento planetário não planejado. Algumas mudanças que ocorrem são naturais, as outras podem estar sendo induzidas pelo homem. Algumas podem ser naturais e estarem sendo aceleradas pela atividade humana.

Grande parte da tecnologia tem sido dirigida para mudar o ambiente natural. O homem remodela a superfície da Terra, muda o curso de rios e altera a fauna e a flora. A pretensão de que podemos melhorar a natureza sempre entra em choque com os seus próprios processos. A grandeza do que estamos alterando nas condições do meio ambiente é paralela à do crescimento da população humana. Estamos, no momento, produzindo mais tipos diferentes de mudanças em mais lugares do que jamais foi feito antes. Na medida que a população humana cresceu, um número crescente de pessoas tem sido afetada (VILLWOCK, 2004).

O impacto destas mudanças globais ambientais sobre os seres humanos estão se tornando cada vez maiores em termos de custos sociais e econômicos. Isso ocorre, pelo crescimento explosivo da população de humanos que dobrou nos últimos quarenta e cinco anos, com a inclusão de mais de quatro bilhões de indivíduos e do crescimento exponencial da atividade humana no planeta. Formas de vida respondem às mudanças ambientais através do processo da evolução. Depois de cada mudança ambiental, as formas de vida, adaptadas às condições anteriores, podem se readaptar ou se extinguir. É possível, e muito provável, que muitas espécies não sobreviverão às mudanças climáticas que estão em curso no planeta (ONU, 2005, *online*).

A distinção entre mudanças induzidas pelo homem e aquelas decorrentes da evolução natural do planeta, bem como a compreensão da interação entre elas, é de capital importância.

2.2.1 A Variável Climática e o Aquecimento Global (Efeito Estufa)

Reconhecendo a necessidade de obter informações confiáveis e atualizadas, a Organização Meteorológica Mundial (OMM) e o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) estabeleceram o Painel Intergovernamental sobre mudanças Climáticas (IPCC), em 1988, onde a Assembléia Geral das Nações Unidas, pela primeira vez, abordou o tema da mudança do clima, adotando a resolução 43/53 sobre a “Proteção do Clima Global para as Gerações Presentes e Futuras da Humanidade”. (WATSON; TEAM, 2001).

Segundo a publicação do *The Intergovernmental Panel on Climate Change: Synthesis Report* (WATSON; TEAM, 2001), a Terra apresenta um fluxo constante de energia entre sua superfície, o Sol, e o espaço, definindo o sistema climático que garante a existência da vida, onde os principais componentes desse complexo sistema incluem a atmosfera, os oceanos, a criosfera e a biosfera do planeta, que interagem no processo de liberação e absorção de energia e de carbono, matéria-prima da vida.

Os processos que induzem as mudanças do clima podem ser divididos em internos e externos. Os processos externos ocorrem fora da Terra, como as mudanças da órbita do planeta ao redor do Sol e a quantidade de energia que emitem. Processos internos ocorrem também nos oceanos, na atmosfera, na biosfera e nos sistemas geológicos, e incluem as alterações na circulação oceânica e atmosférica. Outros processos afetam o clima como erupções vulcânicas e o aumento ou diminuição das camadas de gelo.

A Terra recebe a energia do Sol na forma de luz, absorve uma parte e devolve o restante para o espaço, na forma de radiação térmica (raios infravermelhos). Alguns gases da atmosfera se comportam como uma capa protetora que impede que parte do calor absorvido da irradiação solar escape para o espaço exterior. Este fenômeno proporciona um relativo equilíbrio térmico sobre o planeta, tanto durante o dia como durante a noite por reter uma parte da energia térmica. A essa particularidade benéfica da camada de ar em volta do globo se dá o nome de “Efeito Estufa natural”, garantido por quantidades muito pequenas de certos gases normalmente presentes na atmosfera. Os principais gases

responsáveis são o vapor d'água, o dióxido de carbono (CO_2), o ozônio (O_3), o metano (CH_4), o óxido nitroso (N_2O), o monóxido de carbono (CO) e o dióxido de enxofre, além dos halocarbonos (HFC) e outros gases industriais, criados pelo homem. Esses gases são chamados de gases do efeito estufa (GHG - "Green House Gas"). Sem esses gases, a radiação solar se dissiparia no espaço e nosso planeta seria cerca de $30\text{ }^\circ\text{C}$ mais frio e a superfície da Terra seria coberta de gelo. De forma aproximada, podemos dizer que o efeito estufa pode ser distribuído desta forma: 55% devido à presença de CO_2 , 15% devido ao CH_4 , 25% devido aos CFCs e 5% referente ao efeito dos outros gases (WATSON; TEAM, 2001).

Por outro lado, o aumento da concentração desses gases poderá aumentar a temperatura média da Terra. A consequência destas alterações pode ser a extinção de muitas espécies, afetando o equilíbrio de diversos ecossistemas. Esses prognósticos do aquecimento do planeta, por motivos não naturais, ainda que não aceito por todos, têm preocupado a comunidade científica e os governos, os quais, de modo geral, porém com diferentes intensidades, tem se empenhado na busca de alternativas para evitar ou minimizar a emissão dos GHG na atmosfera.

O dióxido de carbono, gás naturalmente presente na atmosfera, é um importante fator na fotossíntese. As fontes principais de CO_2 na atmosfera são as fontes naturais oriundas da respiração de plantas e animais que contribuem com 93% do total, e as fontes antropogênicas, queimadas florestais e combustão de matéria orgânica de origem vegetal (2%), queima de combustíveis fósseis (óleo, carvão mineral, gás natural) (5%). Os processos de fotossíntese e absorção de CO_2 pelos oceanos eliminam 95% do CO_2 emitido por processos naturais. Apenas 5% de todo o gás carbônico emitido não é reciclado; uma quantidade percentualmente pequena, mas grande o suficiente para que pequenas variações na quantidade de gás carbônico, emitido por processos antropogênicos, sejam sentidas no aumento da temperatura média global de nosso planeta (ROCHA; SILVA, 2002, *online*).

Estudos prevêm que esse aumento de concentração de GHG na atmosfera resulte em um aumento de 1° a $3,5\text{ }^\circ\text{C}$ na temperatura global, e uma elevação do nível do mar de 15 a 90 cm até 2100 (WATSON; TEAM, 2001).

Uma variação de temperatura de $1,5\text{ }^\circ\text{C}$ a $3,5\text{ }^\circ\text{C}$ em um século ou dois não tem precedente na história recente do planeta. Um aumento de $2\text{ }^\circ\text{C}$ seria suficiente para retornar

às condições do clima de 6 mil anos atrás. Tal aumento na temperatura média da Terra produzirá um impacto significativo na sociedade mundial (VILLWOCK, 2004).

Já são observadas temperaturas médias mais elevadas, assim como o aumento na sua oscilação. A década de noventa registrou as temperaturas mais altas dos últimos duzentos anos. É provável que os anos de 1988 e 2005 tenham sido os anos mais quentes de que se tem registro desde 1860, conforme a National Aeronautics and Space Administration ([NASA], 2006, *online*).

O planeta abriga hoje uma população aproximada de seis bilhões de habitantes, cujos ecossistemas, estruturas urbanas e agricultura se baseiam nas condições climáticas estáveis predominantes nesses últimos dez mil anos. As atividades humanas, principalmente no setor de transportes e na geração de eletricidade, sobretudo através da queima de combustíveis fósseis, como o carvão mineral, o petróleo e o gás natural geram gases de efeito estufa em volumes crescentes.

Outras atividades humanas como a geração de resíduos orgânicos que se decompõem, a agricultura, a pastagem, a mudança do uso do solo, através do desmatamento e do processo de urbanização, também contribuem para a geração de gases de efeito estufa. Se as emissões de GHG continuarem aumentando no ritmo atual, é muito provável que no final do século 21 os níveis de concentração de CO₂ na atmosfera estarão duplicados, em relação aos níveis pré-industriais com efeitos de difícil mensuração para a sociedade humana e para todas as espécies vivas do planeta (WATSON; TEAM, 2001).

Segundo os relatórios científicos publicados pelo IPCC, desde a Revolução Industrial, os níveis de CO₂ aumentaram em volume, de 280 ppm, para quase 360 ppm na atualidade. No mesmo período, o CH₄ teve seu nível de concentrações aumentado em volume de 700 ppb para 1720 ppb e o N₂O, de 275 ppb para 312 ppb (WATSON; TEAM, 2001).

Pesquisas realizadas nos últimos dez anos apontam que ainda persistem dúvidas sobre os impactos globais relativos aos impactos regionais e suas conseqüências, mas há previsões projetadas nos centros desenvolvidos pelo IPCC, como:

Os regimes regionais de chuva podem mudar: em alguns lugares deve chover mais (devido à evaporação da água), deixando os solos mais secos em períodos críticos da

época de cultivo, em outros, poderá ter novos períodos de seca ou de seca mais intensa, diminuindo a quantidade de água disponível.

As zonas climáticas e agrícolas podem se deslocar em direção aos pólos: grandes áreas produtoras de alimentos podem sofrer secas e ondas de calor e áreas como o norte do Canadá, a Escandinávia, a Rússia, o Japão e o sul do Chile e a Argentina podem se tornar mais temperadas.

As geleiras podem derreter e o nível dos mares subir, ameaçando ilhas e áreas costeiras: o nível médio global do mar já subiu cerca de 10 a 15 cm no século passado e espera-se que o aquecimento global ocasiona um aumento adicional de 15 a 95 cm até o ano 2100 (com uma “melhor estimativa” de 50 cm), fazendo desaparecer com danos irreversíveis a fauna e a flora. O aumento da temperatura, nos prazos considerados, é incompatível com o tempo necessário à adaptação natural dos ecossistemas.

A tabela 2 apresenta o balanço de carbono por unidade de combustível fóssil e a relação com a energia liberada.

Tabela 2 - Teor de Carbono a partir de Poderes Caloríficos Superior e Inferior Comparado - valores baseados no IPCC

(continua)

Combustível	PCS (kcal/kg)	PCI (kcal/kg)	kgH ₂ O/kgcomb	kgH/kgcomb	kgC/kgcomb	Massa C / Energia	
						Calculados tC/TJ	Usados tC/TJ
Petróleo	10800	10180	1,0081	0,112	0,888	20,9	20
Gás natural Úmido (1)	11717	11130		0,106	0,8939	19,2	15,9
Gás natural Seco (1)	11735	11157	0,9398	0,104	0,8956		15,3
Carvão Vapor	3100	2950	0,2439	0,027	0,9729		25,8
Carvão Metalúrgico Nacional	6800	6420	0,6179	0,069	0,9313		25,8
Carvão Metalúrgico Importado	7920	7400	0,8455	0,094	0,9061	29,2	25,8

Tabela 2 - Teor de Carbono a partir de Poderes Caloríficos Superior e Inferior Comparado - valores baseados no IPCC

(continuação)

Combustível	PCS (kcal/kg)	PCI (kcal/kg)	kgH ₂ O/kgcomb	kgH/kgcomb	kgC/kgcomb	Massa C / Energia	
						Calculados	Usados
						tC/TJ	tC/TJ
Carvão Metalúrgico	7920	7400	0,8455	0,094	0,9061	29,2	25,8
Importado							
Lenha Catada	3300	3100	0,3252		0,9639		29,9
Lenha Comercial	3300	3100	0,3252	0,036	0,9639		29,9
Caldo de Cana	0	623	-1,013	-0,113	1,1126		20
Melaço	0	1850	-3,0081	-0,334	1,3342		20
Bagaço de Cana (3)	2257	2130	0,2065	0,023	0,9771		29,9
Lixívia	3030	2860	0,2764	0,031	0,9693		20
Óleo Diesel	10700	10100	0,9756	0,108	0,8916	21,1	20,2
Óleo Combustível Médio	10080	9590	0,7967	0,089	0,9115	22,7	21,1
Gasolina Automotiva	11170	10400	1,252	0,139	0,8609	19,8	18,9
Gasolina de Aviação	11290	10600	1,122	0,125	0,8753	19,7	19,5
Gás liquefeito de Petróleo	11740	11100	1,0407	0,116	0,8844	19	17,2
Nafta	11300	10630	1,0894	0,121	0,879	19,8	20
Querosene Iluminante	10940	10400	0,878	0,098	0,9024	20,7	19,6
Querosene de Aviação	11090	10400	1,122	0,125	0,8753	20,1	19,5
Gás de Coqueria (4)	4500	4300	0,3252	0,036	0,9639		18,2
Gás Canal. Rio. Janeiro (4)	3900	3800	0,1626	0,018	0,9819		18,2
Gás Canal. São Paulo (4)	4700	4500	0,3252	0,036	0,9639		18,2
Coque Carvão mineral	7300	6900	0,6504	0,072	0,9277	32,1	30,6
Carvão Vegetal	6800	6460	0,5528	0,061	0,9386		29,9
Álcool Etílico Anidro	7090	6750	0,5528	0,061	0,9386		14,81
Álcool Etílico Hidratado	6650	6300	0,5691	0,063	0,9368		14,81
Gás de Refinaria	8800	8400	0,6504	0,072	0,9277	26,4	18,2
Coque de Petróleo	8500	8390	0,1789	0,02	0,9801	27,9	27,5
Outros Energéticos de Petróleo	10800	10180	1,0081	0,112	0,888	20,8	20

Tabela 2 - Teor de Carbono a partir de Poderes Caloríficos Superior e Inferior Comparado - valores baseados no IPCC

(conclusão)

Combustível	PCS (kcal/kg)	PCI (kcal/kg)	kgH ₂ O/kgcomb	kgH/kgcomb	kgC/kgcomb	Massa C / Energia	
						Calculados	Usados
						tC/TJ	tC/TJ
Outras Secundárias - Alcatrão	9000	8550	0,7317	0,081	0,9187	26,2	20
Asfaltos	10300	9790	0,8293	0,092	0,9079	22,1	22
Lubrificantes	10770	10120	1,0569	0,117	0,8826	20,8	20
Solventes	11240	10550	1,122	0,125	0,8753	19,8	20
Outros não petróleo	10800	10180	1,0081	0,112	0,888	20,8	20

Fonte: BALANÇO de carbono... (2005, *online*).

2.2.2 A Agenda 21 e a Convenção das Nações Unidas sobre Mudança do Clima

As questões do uso do meio ambiente de forma sustentável, preservando-o para as futuras gerações, fazem parte da Agenda 21 (Programa 21), que é um dos cinco documentos acordados durante a Conferência – “Quadro das Nações Unidas sobre Meio Ambiente”, realizada no Rio de Janeiro, Brasil, em 1992. Foi assinado por 179 chefes de estados e se constitui num projeto de desenvolvimento sustentável para aplicação no século XXI. O texto do documento assegura as bases para um desenvolvimento sustentável e a cooperação mundial para apoiar uma política ambiental e de desenvolvimento global (CONFERÊNCIA QUADRO DAS NAÇÕES UNIDAS SOBRE MEIO AMBIENTE, 1992, *online*).

O Capítulo 9 da Agenda 21 ressalta que a energia é essencial para o desenvolvimento social e econômico e para uma melhor qualidade de vida. Boa parte da energia mundial, porém, é hoje produzida e consumida de maneira que não poderia ser sustentada caso a tecnologia permanecesse constante e as demandas globais aumentassem substancialmente. A necessidade de controlar as emissões atmosféricas de gases que provocam o efeito estufa e de outros gases e substâncias deverá se basear, cada vez mais, na eficiência, produção,

transmissão, distribuição e consumo da energia, e em uma dependência cada vez maior de sistemas energéticos ambientalmente saudáveis, sobretudo de fontes de energia novas e renováveis.

Segundo *The Summary of Tenth Conference of the Parties to the Un Frame Work Convention on climate Change* (2004, *online*), os países do Mundo inteiro estão se unindo para enfrentar o desafio do aquecimento global. Para tanto, em 21 de março de 1994 foi assinada por 175 países a “Convenção das Nações Unidas sobre Mudança de Clima”, (ONU, 1994, *online*), que se comprometeram a implementá-la reconhecendo, assim, a mudança do clima como “[. . .] uma preocupação comum da humanidade”. Eles se propuseram a elaborar uma estratégia global “[. . .] de proteção do sistema climático para o bem das gerações presentes e futuras.”

A Convenção adotou o “princípio da precaução”, onde se estabelece que devam se adotar medidas para evitar danos ambientais, preventivamente, mesmo quando não houver certeza científica, com base no conhecimento presente, sobre a existência do problema e sobre os seus possíveis efeitos. O seguinte parágrafo transcrito da convenção demonstra esta assertiva:

De forma a proteger o meio ambiente, uma abordagem de precaução deve ser adotada amplamente pelos Estados, de acordo com suas capacidades. Quando surgirem ameaças de danos sérios ou irreversíveis, a falta de plena certeza científica não deve ser usada como uma razão para postergar medidas economicamente efetivas para evitar a degradação ambiental (ONU, 1994, *online*).

Diversos grupos de países estão representados por diferentes conjuntos nas reuniões e conferências internacionais sobre o clima. Os interesses das partes membros dos tratados são geralmente representados por grupos de países com interesses semelhantes. Para dar uma idéia da abrangência dos interesses representados citam-se os principais grupos e suas denominações no contexto das negociações internacionais sobre o clima:

Grupo dos 77 e China – 132 países em desenvolvimento + China;

AOSIS – Aliança de pequenos países insulares (43 países vulneráveis a elevação do mar);

União Européia – 15 países (votam em bloco);

JUSSCANNZ – países desenvolvidos não membros da União Européia (Japão, EUA, Suíça, Canadá, Austrália, Noruega e Nova Zelândia. São membros convidados desse grupo; Islândia, México e República da Coreia);

Umbrella Group – Inclui os países da JUSSCANNZ, sem a Suíça e inclui Islândia, Rússia e Ucrânia;

OPEP – organização dos países exportadores de petróleo;

Grupo de países Árabes;

Observadores – organizações internacionais como UNEP, UNCTAD, WMO, OCDE, IEA, ICLEI (representam os Governos Locais e cerca de 400 organizações não governamentais). Estas organizações, desde que credenciadas, podem assistir as reuniões, porém sem direito a voto.

Os países que assinaram a Convenção – chamados de “Partes da Convenção” – concordaram em considerar os possíveis efeitos sobre a mudança do clima em assuntos relacionados à energia, agricultura, recursos naturais e zonas costeiras e a desenvolver programas nacionais para desacelerar as mudanças climáticas. A Convenção também estimula suas Partes a compartilhar tecnologias e cooperar entre si para a redução das emissões de gases de efeito estufa. Além disso, estimula a pesquisa científica sobre as mudanças climáticas através da coleta de dados, pesquisa e determinando que cada país faça o seu “inventário de emissões” e liste os seus “sumidouros” (as florestas e outros ecossistemas que absorvem os gases do efeito estufa). Os inventários devem ser atualizados periodicamente, permitindo que as variações nas emissões sejam acompanhadas, de forma sistemática, para avaliação dos efeitos das medidas de controle adotadas.

A Convenção é um texto detalhado, negociado com cuidado, que reconhece que os países mais desenvolvidos são os principais responsáveis pelo aumento dos gases de efeito estufa. As nações que se industrializaram primeiro, como a América do Norte, os países da Europa e o Japão, conseguiram o nível de desenvolvimento atual à custa, em parte, da enorme quantidade de carbono que emitiram para a atmosfera no passado. Atualmente, os países “do Norte”, mais industrializados, possuem 20% da população mundial, mas

consomem cerca de 80% dos recursos do planeta, vivendo com uma qualidade de vida que pode ser considerada muito boa. Como atender os anseios dos outros 80% da população mundial que consomem apenas 20% dos recursos, sem afetar o sistema climático?

A Convenção considera o direito das pessoas a aspirarem a uma vida melhor, o que tem conseqüências sobre o consumo de energia, alimentos e transporte.

Segundo a Convenção, todas as fontes de energia deverão ser usadas de maneira a respeitar a atmosfera, a saúde humana e o meio ambiente como um todo; entretanto, os países em desenvolvimento não devem ser impedidos de promoverem o seu desenvolvimento industrial, ou serem obrigados a pagar mais caro pelas tecnologias que minimizam as emissões, já que isto os impediria de proporcionar uma melhor qualidade de vida aos seus cidadãos (ONU, 1994, *online*).

A Convenção admite que a prioridade dos países em desenvolvimento deva ser o seu próprio desenvolvimento social e econômico, e que a sua parcela de emissões globais totais de GHG deve aumentar à medida que eles se industrializam; que estados economicamente dependentes de carvão e petróleo enfrentarão dificuldades se a demanda de energia mudar; e que países com ecossistemas frágeis, como pequenos países insulares e de terreno árido, são especialmente vulneráveis aos impactos previstos da mudança do clima.

Ao reconhecer que os países mais pobres têm direito ao desenvolvimento econômico e atribuir aos países ricos a maior parte da responsabilidade na luta contra a mudança climática e também a maior parte da conta a ser paga, a Convenção criou o princípio das “[. . .] responsabilidades comuns, porém diferenciadas [. . .].” (ONU, 1994, *online*).

Em seu primeiro princípio básico a Convenção afirma que, como a maior parte das emissões antigas e atuais é dos países desenvolvidos, estes devem tomar a iniciativa na luta contra a mudança de clima e seus efeitos através de compromissos específicos como a transferência de tecnologia e assistência financeira. Além disso, os compromissos relacionados à limitação de emissões e ao aumento dos sumidouros recaem sobre os países da OCDE e das economias em transição (Europa Central e Oriental e a ex-União Soviética).

A Convenção exige que as tecnologias e o conhecimento técnico acumulado nos países mais desenvolvidos sejam repassados aos mais pobres, já que a tecnologia será fundamental para a solução deste problema. A tecnologia poderá, por exemplo, ajudar a

adotar fontes mais limpas de energia e usá-las com mais economia. Poderá promover processos industriais mais eficientes e poderá aumentar a produção de alimentos (ONU, 1994, *online*).

A Convenção apóia o conceito de desenvolvimento sustentável, ou seja, um modelo de desenvolvimento que permita uma boa qualidade de vida para todos sem a destruição do ambiente natural do planeta do qual dependem todas as formas de vida. Para tanto, é preciso que os recursos naturais sejam utilizados em quantidade que permita a reposição, de forma que as futuras gerações possam desfrutar das mesmas oportunidades que as atuais (ONU, 1994, *online*).

A “Convenção” divide os países em dois grupos: os listados no seu Anexo I, conhecidos como “Partes do Anexo I” e os que não são listados nesse anexo, chamadas - “Partes não-Anexo I” (ONU, 1994, *online*).

As Partes do Anexo I são os países industrializados que mais contribuíram no decorrer da história para a mudança do clima. Suas emissões “per capita” são mais elevadas que as da maioria dos países em desenvolvimento e contam com maior capacidade financeira e institucional para tratar do problema e são os seguintes:

- Alemanha, Austrália, Áustria, Belarus¹, Bélgica, Bulgária, Canadá, Comunidade Européia, Croácia, Dinamarca, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Estados Unidos da América, Estônia, Federação Russa, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Islândia, Itália, Japão, Letônia, Liechtenstein, Lituânia, Luxemburgo, Mônaco, Noruega, Nova Zelândia, Países Baixos, Polônia, Portugal, Reino Unido da Grã-Bretanha e Irlanda do Norte, República Tcheca, Romênia, Suécia, Suíça, Turquia*, Ucrânia.

Todos os países restantes, basicamente os países em desenvolvimento, formam o **grupo das Partes não-Anexo I**.

¹ Observação: Os países sublinhados são classificados como *EITs* (economias em transição, os países do ex-bloco soviético). O asterisco (*) indica os países que até novembro de 2004 ainda não haviam ratificado a “Convenção”.

2.2.3 O Tratado de Kyoto

Uma importante resolução, acordada na Convenção das Nações Unidas, que foi assinada pelo Brasil na “Rio-92”, estabeleceu que os países do Anexo I, isto é, os países desenvolvidos ou em transição para uma economia de mercado, deveriam liderar o combate ao aquecimento global e retornar suas emissões de GHG por volta do ano 2000 aos níveis anteriores de 1990. Esta resolução, por sua complexidade e reflexos econômicos, não foi cumprida. Na Conferência do Clima de 1995, em Berlim, os governos concordaram que não foram adequadas as medidas tomadas no sentido de tentar a redução das emissões de gases que provocam o efeito estufa. A Conferência do Clima de 1996, em Genebra, terminou com a declaração em que os países "se comprometem a negociar a redução do uso de gases responsáveis pelo efeito estufa”.

Em Kyoto, no Japão, em dezembro de 1997, foi decidida a adoção de um instrumento para implementação da Convenção das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas. Seu objetivo é que os países industrializados reduzam e controlem no período 2008-2012 as emissões de gases que causam o efeito estufa em aproximadamente 5% abaixo dos níveis registrados em 1990. As deliberações acordadas nesta ocasião passaram a ser conhecidas como primeiro Protocolo e posteriormente como Tratado de Kyoto, conforme o relatório da Secretaria do Meio Ambiente do Rio Grande do Sul (SEMA², 2005).

O Tratado de Kyoto foi ratificado pelo Brasil em agosto de 2002. O objetivo geral deste documento é preparar o mundo para confrontar os desafios do século XXI com um compromisso político para desenvolvimento sócio econômico e cooperação na esfera ambiental.

2 SECRETARIA DE MEIO AMBIENTE (Rio Grande do Sul). Comissão Estadual para Estudo e Acompanhamento das Questões Referentes ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, e Protocolo de Kyoto. Relatório. Porto Alegre, 2005. 42 p. Não publicado.

O Protocolo de Kyoto entrou em vigor depois que 55 países, incluídos no Anexo I que contabilizaram no total pelo menos 55% das emissões totais de CO₂ em 1990, já o haviam ratificado. Com a ratificação da Rússia em novembro de 2004, o Protocolo entrou em vigor em 16 de fevereiro de 2005.

O Tratado de Kyoto regulamenta a Convenção sobre Mudança do Clima, estabelecendo metas de redução de emissões apenas para os países industrializados, sem deixar de reconhecer que os países em desenvolvimento também têm um papel a desempenhar. Um dos maiores desafios foi estabelecer como os 40 países desenvolvidos poderiam dividir a responsabilidade para alcançar as metas propostas.

Ficou estabelecida a redução de menos 5% em relação ao ano de 1990, para os países desenvolvidos, a qual deve ser atingida por meio de cortes de 8% na União Européia (EU), Suíça e na maioria dos Estados da Europa Central e Oriental; 7% nos EUA; e 6% no Canadá, Hungria, Japão e Polônia. Nova Zelândia, Rússia e Ucrânia devem estabilizar suas emissões, enquanto a Noruega pode aumentar suas emissões em até 1%, a Austrália em até 8% e a Islândia em até 10%.

Conforme o relatório da SEMA, em 2005 a União Européia fez um acordo interno para atender a seus diversos membros e ainda assim atingir sua meta de 8%. Já os países com economias em transição têm mais flexibilidade para escolher o ano base em relação, as quais suas metas de redução de emissões devam ser estabelecidas. Os países não desenvolvidos não têm uma meta ou cronograma específico, mas devem tomar medidas para tratar das questões da mudança de clima e devem estimar e relatar as emissões antrópicas por fontes e as remoções antrópicas por sumidouros dos GHG não controlados pelo Protocolo de Montreal.

Como os custos variam de país para país, e cada um tem as suas particularidades, o tratado criou um mecanismo inovador, através do qual as partes podem adquirir créditos por reduzir emissões em outros países. O Tratado estabeleceu quatro mecanismos através dos quais é possível obter estes créditos:

- Implementação Conjunta – JI (*Joint Implementation*)

Implementação conjunta é o mecanismo de flexibilidade negociado bilateralmente definido no Artigo 6 do Tratado de Kyoto, que ajuda os países do Anexo I a atender em

parte seus compromissos de redução de emissões durante o primeiro período de vigência do Protocolo, de 2008 a 2012. O cumprimento das metas de “Kyoto”, como força de lei, deverá ser alcançado através do investimento em projetos de abatimento de carbono em outros países do Anexo I. Governos nacionais e entidades participantes do JI geram créditos de emissões chamados “Unidades de Redução de Emissões”, ERU (*Emission Reduction Units*), que podem ser usados pelas Partes do Anexo I no atendimento a suas próprias metas, ou como “*commodities*”, a serem comercializadas no mercado internacional de emissões de carbono.

Na fase piloto do JI, lançada em 1995, os projetos eram chamados de “*Atividades de Implementação Conjunta*”, AIJ (*Activities Implemented Jointly*), incluindo cooperação aos países não compromissados com limites de redução de emissões. O objetivo de se realizar esses projetos era adquirir experiência, e não gerar créditos de redução de emissões. Os projetos JI podiam começar a partir de 2000, mas só poderão gerar os créditos “ERUs” a partir de 2008.

- Comércio de Emissões (*Emissions Trading*)

O Comércio de Emissões – ET (*Emissions Trading*) foi estabelecido no Artigo 17 do Protocolo de Kyoto. Este instrumento de mercado permite que os países do Anexo I (basicamente países industrializados) comprem o direito de emitir gases de efeito estufa, de outros países do Anexo I, que tenham conseguido reduzir suas emissões além de suas metas estabelecidas. O comércio pode ser realizado entre governos nacionais ou entre setores, onde as quantidades designadas de emissões permitidas tenham sido alocadas. Cada país do Anexo I pode obter permissão para comercializar somente parte das suas emissões compromissadas para o período 2008-2012.

- Bolhas

Consiste em tratar conjuntamente a redução de emissões geradas por um agrupamento de fontes numa determinada área. Os países integrantes da “bolha” estabelecem um limite de redução que pode ser diferenciado entre cada país.

- MDL (Clean Development Mechanism – CDM)

O mecanismo de desenvolvimento limpo foi definido pelo artigo 12 do Tratado de Kyoto e é multilateral, ao contrário do JI que é bilateral. Na prática, seus principais objetivos são diminuir o custo total da redução de emissões de gases de efeito estufa para os países do Anexo I, e, ao mesmo tempo, apoiarem as iniciativas que promovam o desenvolvimento sustentável em países não industrializados. O MDL permite que as partes do Anexo I ao Tratado de Kyoto atendam completamente seus compromissos, de maneira econômica, através do investimento em projetos de mitigação em países em desenvolvimento que não têm compromissos de redução e onde o custo da implementação de tais projetos seja menor. Os projetos implementados devem resultar na redução de emissões de gases de efeito estufa ou no aumento da remoção de CO₂ através da substituição de fontes de energia fósseis por renováveis, tecnologias mais eficientes, reflorestamento, aproveitamento de gases de aterros sanitários e melhorias em eficiência no uso dos transportes. Ao investir em um projeto de MDL, os países do Anexo I podem receber os créditos chamados de Reduções Certificadas de Emissões – CERs (*Certified Emission Reductions*), os quais podem ser subtraídos de suas metas, ou vendidos como “*commodities*” no mercado mundial de carbono. Os créditos de emissões oriundos do MDL podem ser contabilizados a partir de 2000, e os créditos gerados antes de 2008 podem ser guardados para serem usados durante o primeiro período de contabilização, dentro da vigência do Tratado de Kyoto, de 2008 a 2012. Assim, a Inglaterra, por exemplo, pode investir em reflorestamento ou no melhoramento de transportes no Brasil e trocá-los por créditos contabilizando em sua “cota” a redução de emissões menores do que aquelas que aconteceriam sem o projeto, de forma a garantir que haja benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo.

2.2.4 A Posição dos Estados Unidos sobre as Resoluções de Kyoto e a “National Energy Policy (NEP)”

O aquecimento global e as emissões de GHG são assuntos, no mínimo, controversos. Os Estados Unidos, que são o maior produtor mundial e responsável por cerca de 25% das emissões de gases de efeito estufa, se retirou do Protocolo de Kyoto.

De acordo com Raymond J. Kopp, da Quality of the Environment Division Resources for the Future, Michael A. Toman, da Energy and Natural Resources Division e Richard D. Morgenstern, professor da U.S. Environmental Protection Agency dos Estados Unidos, em artigo publicado pela primeira vez em 1998: *A política sobre as mudanças climáticas depois de Kyoto*, muitas questões importantes ainda precisam ser resolvidas antes da ratificação do acordo pelo Senado dos Estados Unidos. Entendem que a meta de Kyoto impõe um custo significativo aos Estados Unidos e à economia global, mesmo depois de se levar em consideração as novas tecnologias. O ato de se conseguir reduções de emissões em tal magnitude, em quinze anos, resultará em preços de energia mais altos e, portanto, em custos que terão que ser bancados pela sociedade. Para que os Estados Unidos se aproximem das metas de Kyoto, os preços de energia precisam subir muito, especialmente devido à situação do carvão, que é o combustível fóssil mais rico em carbono. Para induzir a conservação de energia e o desenvolvimento e aplicação de novas tecnologias e formas de energia, relata o artigo, que pesquisas de opinião indicam que há uma preocupação crescente a respeito das mudanças climáticas, e alguma disposição para arcar com as responsabilidades para limitar as emissões dos gases que causam o efeito estufa, mas não há provas conclusivas de que o público esteja pronto para aceitar aumentos significativos nos preços da energia ou outros custos.

Muitas questões importantes sobre “quem ganha e quem perde” em consequência da política, ainda precisam ser resolvidas. A falta de qualquer compromisso, no início, por parte dos países em desenvolvimento, não apenas agrava as preocupações nos Estados Unidos e outros países industrializados a respeito da competitividade internacional, como

também sugere a possibilidade de os países em desenvolvimento venham se tornar "reféns" das tecnologias mais dependentes de combustíveis fósseis.

Segundo Colin Powell (2004, *online*), ex-Secretário de Estado dos EUA, os Estados Unidos precisam de energia para alimentar seu crescimento econômico e continuar a funcionar como força motriz da economia global. Dessa forma, precisam buscar novos modos de usar os combustíveis tradicionais, como o carvão, de forma sustentável em relação ao meio ambiente, e desenvolver novas tecnologias, como as células combustíveis. Afirmou: "Que um futuro com energia eficiente, limpa, conveniente e a preço acessível é viável se fizermos agora as escolhas certas".

Segundo pronunciamento do Secretário de Energia dos EUA, Spencer Abraham (2004, *online*), enfrentar os desafios da energia no âmbito mundial exigirá um esforço global contínuo por muitas décadas:

Os Estados Unidos precisam harmonizar o aumento da produção de energia com o uso de energia limpa e eficiente por meio do desenvolvimento de parcerias internacionais, da expansão e diversificação de seu fornecimento e da promoção de mercados competitivos e políticas públicas sólidas.

Ao reconhecer as crescentes tensões nos sistemas de energia, o Governo Americano resolveu desenvolver uma política com o objetivo de ajudar o setor privado e os governos estaduais e locais a "[. . .] promover uma futura produção e distribuição de energia confiável, a preço acessível e ecologicamente correto". O resultado foi expresso no relatório de *Política Nacional de Energia (National Energy Policy - NEP)*, que desde a sua publicação, em maio de 2001, tem norteado a política de energia do país (UNITED STATES, 2001, *online*). O NEP é uma estratégia política que utiliza uma gama diversificada de fontes para reforçar a segurança energética, a competitividade econômica e o desempenho ambiental do país. A estratégia para a segurança energética foi elaborada à luz dos princípios a seguir:

- a) conciliar o aumento da produção com um enfoque renovado no uso de energia limpa e eficiente;

- b) ampliar o relacionamento internacional com as nações consumidoras e produtoras;
- c) aumentar a produção de fontes energéticas convencionais internas, como as de petróleo e gás.

O NEP chama atenção para o fato de que um grave desequilíbrio entre a oferta e a demanda interna de energia é o cerne do desafio energético do país. Ela mostra que os Estados Unidos consomem muito mais energia que produzem e que a dependência da energia importada aumenta, a cada ano.

O aumento da eficiência na utilização do petróleo e a descoberta de novas fontes internas de petróleo são dois empreendimentos importantes no curto prazo para os EUA. Mas, no longo prazo, será necessária uma alternativa que independa do petróleo.

O desafio energético dos EUA é intensificado por outro fator importante, a emissão de poluentes e de dióxido de carbono resultante da utilização da energia. Apesar dos progressos alcançados para diminuir as emissões de poluentes nos carros e caminhões, bem como de fábricas, residências e outras fontes estacionárias, serão necessárias novas abordagens da questão energética para reduzir ainda mais as emissões.

Mas os Estados Unidos também entendem que devem aproveitar melhor a diversificada gama de outras fontes disponíveis no país, dessa forma um aspecto central da política de energia dos EUA é um conjunto de tecnologias inovadoras que prometem alterar fundamentalmente a maneira como produzir e consumir energia.

O incentivo ao desenvolvimento das tecnologias de hidrogênio é um exemplo incentivado pela política de energia do governo, pois tem potencial de livrar os Estados Unidos da dependência de importações de energia. O hidrogênio pode ser produzido por meio de uma ampla variedade de fontes disponíveis no país, ou seja, através dos combustíveis renováveis, fósseis (carvão / gás) e do combustível nuclear. Nos próximos cinco anos, os Estados Unidos planejam investir US\$ 1,7 bilhões na eliminação de várias barreiras técnicas e econômicas que constituem obstáculos relevantes ao desenvolvimento e à expansão do uso de hidrogênio, células combustíveis e tecnologias automotivas avançadas (ABRAHAM, 2004, *online*).

Se forem bem-sucedidos, a comercialização de veículos movidos por célula combustível, a produção de hidrogênio e a infra-estrutura para reabastecimento poderão acontecer até 2015, com veículos a hidrogênio surgindo nos *showrooms* de automóveis em 2020. Até 2040, o hidrogênio poderá substituir mais de 11 milhões de barris de petróleo por dia, quase o equivalente às atuais importações de petróleo dos EUA (ABRAHAM, 2004, *online*).

A exemplo de outras nações, os Estados Unidos possuem fontes abundantes de carvão, mas seu uso oferece desafios ambientais. O projeto *FutureGen* do governo é uma iniciativa para projetar, construir e operar a primeira usina a carvão do mundo sem emissão de poluentes.

Trabalhando com a iniciativa privada, esse projeto de US\$ 1 bilhão empregará as mais novas tecnologias para gerar eletricidade, produzir hidrogênio e seqüestrar emissões de carbono do carvão. Ao mesmo tempo, o *FutureGen* apóia várias metas do governo voltadas para o meio ambiente e energia. Esta pesquisa pode manter o carvão mineral como parte de uma matriz energética variada no futuro (ABRAHAM, 2004, *online*).

Os Estados Unidos também estão perseguindo a energia nuclear como uma opção de energia segura e limpa. O programa do Fórum Internacional de 4^a Geração, do Departamento de Energia, que conta com dez parceiros internacionais, vem trabalhando na criação de novos reatores de fissão seguros, econômicos, confiáveis e capazes de produzir novos produtos como o hidrogênio.

Em 2003, o Governo Americano anunciou que o país voltará a trabalhar no Reator Termonuclear Experimental Internacional, projeto que visa desenvolver a fusão nuclear como uma futura fonte energética. "Embora os obstáculos técnicos para a obtenção de energia à fusão nuclear ainda sejam imensas, a promessa desta tecnologia é simplesmente grandiosa para ser ignorada" (ABRAHAM, 2004, *online*).

2.2.5 A Posição da União Européia e de outros Países Relevantes no Cenário Internacional com Relação à Política Energética e ao Mercado de Gases do Efeito Estufa

Conforme o Robert Davidson (2003), no Seminário Carvão Mineral “O combustível do século XXI”: O *Clean Coal Center* do IEA, de Londres é resultado do mais antigo dos 40 acordos estabelecidos sob os auspícios da Agência Internacional de Energia. Trata-se, basicamente, de um serviço de informações que produz relatórios individualizados sobre tópicos selecionados pelos seus associados, além de dispor de várias bases de dados. O Centro de Carvão Limpo independe de interesses comerciais e por isso é conhecido pela imparcialidade do seu trabalho. Os trabalhos do Centro, juntamente com o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do IEA, são usados nos debates sobre como as complexidades da situação energética da Europa afetarão particularmente a utilização do carvão e, conseqüentemente, a sua comercialização.

Os estudos realizados pelo Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da IEA mostraram que:

- a) a legislação ambiental está se tornando mais exigente;
- b) as limitações de CO₂ afetam as políticas e farão o mesmo com o comércio do carvão;
- c) os diversos estados da Unidade Européia tratarão das suas obrigações por meio de diferentes instrumentos.

Conforme Robert Davidson (2003), as pressões ambientais aumentam com a necessidade dos países membros da Comunidade Européia reagir ao aquecimento global. De um modo geral, a finalidade de todos é encorajar mudanças para combustíveis com menos carbono, os renováveis.

Estudos realizados pela IEA e por outras entidades mostram que os custos unitários mais elevados serão os da captura, transporte e eliminação dessa substância. A tecnologia para retirar o CO₂ dos gases de chaminé existe, mas ainda não foi desenvolvida para

utilização em aplicações energéticas. Atualmente, existem diversas instituições na Austrália, Noruega, Países Baixos, Canadá, Estados Unidos, Japão e Coreia que estão pesquisando ativamente este assunto, embora ainda em projetos-piloto. A criação de algumas estações experimentais é iminente. “O que devemos ter em mente são as perspectivas de longo prazo para o seqüestro do carbono. Se conseguirem, a combustão do carvão poderá manter uma boa parcela do mercado em contraposição aos renováveis.” (DAVIDSON, 2003).

Vários acordos voluntários estão sendo realizados entre as indústrias e os seus respectivos governos, com a finalidade de satisfazer as crescentes obrigações nacionais, com efeitos menos onerosos para as empresas.

Segundo Marco Antonio Fujihara (apud VIALLI, 2006, *online*), economista com especialização em mudança climática na Harvard University, atual Diretor de Sustentabilidade da Pricewaterhouse Coopers, apesar de se preocupar com o caráter puramente voluntário das ações propostas, pelo governo dos Estados Unidos, a União Européia concorda que o sistema *cap-and-trade* representa uma medida de menor custo para a redução de emissões, que combina a garantia de recuperação ambiental com a flexibilidade de diminuir emissões nos pontos em que elas têm o menor custo. Até 2005, a União Européia pretende implementar um sistema de limite-e-comércio cobrindo 46% de todas as emissões de CO₂ em 2010. Os Estados Unidos exercem influência sobre o Canadá, que poderá seguir o exemplo de Washington e abandonar o Protocolo de 1997. Os produtores de energia de algumas províncias no Canadá declaram que a ratificação de Kyoto custará dezenas de bilhões de dólares e inúmeros empregos. O Reino Unido foi o primeiro a implantar um plano de comércio depois dos encontros de Kyoto e Marrakesh. A União Européia segue em frente com seus planos de implementar um mecanismo de comercialização de emissões até 2005.

A British Petroleum (BP) tornou-se a primeira empresa a utilizar o novo sistema de comércio de emissões do Reino Unido, comprando e vendendo créditos de carbono. O *UK Emissions Trading Scheme* (Plano de Comércio de Emissões de GHG do Reino Unido) espera alcançar cortes de até dois milhões de toneladas de carbono por ano da atmosfera até o ano de 2010 e gerar novas oportunidades de emprego e investimentos para a indústria.

O Fundo Protótipo de Carbono (FPC), constituído pelo Banco Mundial em 1999, foi o primeiro fundo de investimento de fomento de projetos MDL nos países em desenvolvimento e IC nos países em transição para economia de mercado montam a US\$ 180 milhões. Para usar os recursos o FPC os participantes devem se comprometer a atingir metas de redução de emissões que podem ser alcançadas por meio de cortes internos ou por meio da compra e venda de "licenças" de emissões no mercado. (DUBEUX; SIMÕES, 2005, *online*).

As empresas que conseguirem formas baratas de reduzir as emissões e superarem as suas metas poderão, então, vender as licenças que sobraram ou guardá-las para uso futuro. Durante os últimos anos, tanto a BP como a Shell estiveram à frente do comércio interno de emissões. A BP conseguiu diminuir o nível de emissões de suas operações no mundo inteiro em nove a dez milhões de toneladas ao ano em relação ao de 1990, comprometendo-se a manter esse mesmo resultado até 2012. As empresas que participam do plano no Reino Unido recebem licenças de emissões que correspondem aos "limites" permitidos, que precisam ser respeitados a fim de evitar penalidades. Empresas que têm dificuldades em reduzir as emissões de poluentes poderão comprar licenças adicionais de poluição, enquanto aquelas empresas com um desempenho acima da média nessa área terão licenças para vender (ROSA, R. N., 2003).

Uma simples alusão a Kyoto produz uma tempestade de emoções. Os acordos de Kyoto estão repletos de alvos tanto para os seus defensores quanto para os seus críticos.

De acordo com Marco Antonio Fujihara (apud VIALLI, 2006, *online*), que presta consultoria na área de elaboração e negociação de créditos de carbono, há pelo menos 50 fundos na Europa e Japão dispostos a investir em projetos brasileiros.

Um exemplo é Peter Sweatman, especialista em créditos de carbono que veio ao Brasil prospectar investimentos na área. O executivo dirige um fundo de capital de risco britânico, o Climate Change Capital, que vai investir de 50 milhões a 100 milhões, no período de dois a quatro anos, em projetos brasileiros. 'Hoje, o mercado de carbono já movimenta US\$ 10 bilhões em todo o mundo, e esse número deve dobrar no ano que vem. A expectativa é que 20% disso venha de projetos brasileiros', afirma Sweatman.

2.2.6 Princípios de Ecologia Industrial

Segundo Araujo et al. (2003, *online*), a “Ecologia Industrial” apresenta uma nova abordagem da relação entre a indústria e o meio ambiente, que vem sendo desenvolvida nos países industrializados, especialmente, nos Estados Unidos, na Comunidade Européia e no Japão.

Até meados dos anos cinquenta, concebia-se o sistema produtivo separado do meio ambiente, portanto, os problemas ambientais situavam-se fora das fronteiras do sistema industrial. Sob esse ponto de vista, os estudos se focalizavam nas conseqüências da poluição na natureza e não nas causas.

A Ecologia Industrial adota uma outra abordagem mais real, insere os sistemas industriais na biosfera: “[. . .] o sistema industrial como um todo, depende dos recursos e serviços provenientes da biosfera, dos quais não pode estar dissociado.” (Araujo et al., 2003, *online*). Esses conceitos modificam a lógica de produção isolada, baseada apenas na utilização de matérias primas resultando em produtos e resíduos, que são substituídos por sistemas que possibilitam o aproveitamento interno de resíduos e subprodutos, reduzindo as entradas e saídas externas.

Na Conferência das Nações Unidas, ocorrida em 1992 na cidade do Rio de Janeiro (ECO 92), foi colocada a necessidade de se obter respostas práticas para o conceito de Desenvolvimento Sustentável. A Ecologia Industrial pode ser uma ferramenta apropriada para dar estas respostas. As propostas tradicionais quase sempre ressaltam a prevenção e redução de resíduos em contraste com a Ecologia Industrial, onde pode até ser aceitável e benéfico o aumento da produção de um tipo particular de resíduo, desde que este resíduo possa ser utilizado como matéria prima em outro processo industrial (figuras 11 e 12).

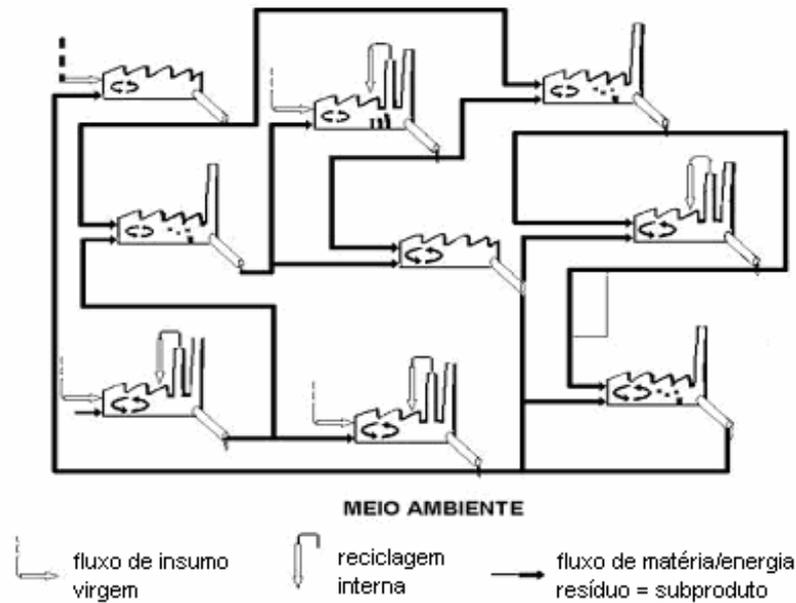


Figura 11 - Representação de uma Eco-rede, mostrando a otimização dos fluxos de materiais/energia
 Fonte: Araujo et al. (2003, *online*).

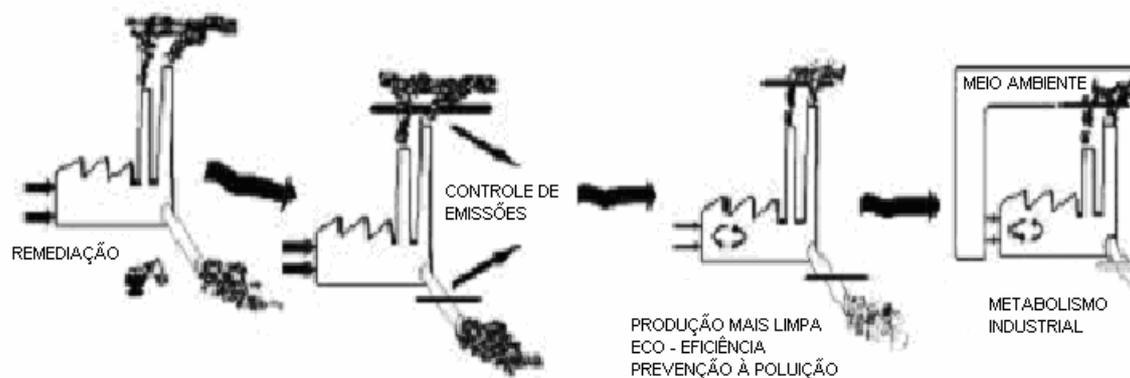


Figura 12 - Algumas respostas do sistema industrial aos problemas ambientais
 Fonte: Araujo et al. (2003, *online*).

Conforme Timothy Considine (1998), o método industrial sustentável é conhecido como "ecologia industrial", e envolve a análise dos fluxos de material e energia, levando em consideração o ciclo de vida dos produtos, o projeto dos prédios, a infra-estrutura, os parques industriais e a reutilização e reciclagem de recursos, de forma mais limpa e eficiente.

A simbiose industrial é, sem dúvida, a questão básica para o vasto campo da ecologia industrial e também incluem conceitos como o meio ambiente, as emissões zero e a análise do fluxo de materiais.

Considerando-se que as instalações industriais e comerciais fazem parte de um sistema natural fechado, a ecologia industrial propõe o estudo dessa rede de relacionamentos, materiais e fluxos de energia. Essas idéias estão enraizadas no conceito de eco-eficiência e repousam pesadamente na ciência da ecologia e nas cadeias biológicas da alimentação dos sistemas de produção industrial.

Dessa forma, é aceito que os processos industriais, que causam problemas e produzem rejeitos, são menos econômicos e, conseqüentemente mais dispendiosos no longo prazo. Ao integrar os fluxos de material e de rejeitos, as companhias podem eliminar a poluição, dimensionando a produção de derivados e transformando-os em matéria-prima para os processos subseqüentes. Não se está mais eliminando os rejeitos e, sim, usando-os de forma útil.

Conforme B. R. Allenby (1999), a ecologia industrial fornece meios para que as indústrias satisfaçam as exigências ambientais, persigam seus principais objetivos e criem empregos para a coletividade. Outra vantagem é a criação de instrumentos que ajudem a projetar infra-estruturas industriais, como se fossem ecossistemas interligados, interligando as empresas. Estabelecimentos desse tipo fornecem os fundamentos para que esses ecossistemas industriais funcionem como uma comunidade ou uma rede de companhias ou organizações, e utilizem a energia para obter benefícios que, de outra forma, não estariam disponíveis.

No campo internacional, um dos melhores exemplos desses sistemas pode ser encontrado em Kalundborg, na Dinamarca, onde uma usina movida a carvão, uma refinaria de petróleo, uma indústria farmacêutica especializada em biotecnologia, uma fábrica de placas e divisórias, fabricantes de concreto, criadores de peixes, estufas, produtores de ácido sulfúrico, empresa municipal fornecedora de aquecimento e outras mais, trabalham em cooperação. A relação simbiótica entre essas companhias protege o meio ambiente e cria empregos que dependem dos rejeitos e dos recursos disponíveis.

Significativo é o fato de que nenhum desses mecanismos de cooperação foi forçado por qualquer tipo de regulamentação. A maior parte desses esforços é resultado da necessidade de se obter preços competitivos ou da instalação de infra-estrutura de uma empresa em troca de um bom preço oferecido por outra. Tais iniciativas permitirão o fortalecimento futuro da indústria da geração de energia que, por sua vez, deverá desenvolver um conjunto de políticas, práticas e novas tecnologias para proteger o meio ambiente, ao mesmo tempo estimular o desenvolvimento econômico (CONSIDINE, 1998).

2.2.7 A Questão Ambiental no Brasil

Para garantir um desenvolvimento econômico e sustentável, a Constituição da República de 1988 determinou ao poder público brasileiro a responsabilidade pela defesa e preservação do meio ambiente. No Brasil, antes de 1988, já havia uma extensa e abrangente legislação ambiental como os códigos florestais, de pesca, caça e mineração, entre outros. Entretanto, foi com a Constituição de 1988 que, efetivamente, começou a existir no país uma consciência nacional para a preservação ambiental. Uma razão importante para isso, foi a definição da função institucional do Ministério Público (MP) para a proteção do meio ambiente, e a adoção de independência funcional deste órgão, não o sujeitando, a pressões de natureza política ou funcional (DIREITO Ambiental Brasileiro, 2000, *online*).

Além disso, o desenvolvimento econômico de forma sustentável é um pré-requisito exigido pelos organismos multilaterais de crédito, para a aprovação de financiamentos. Os projetos para se credenciarem a um financiamento precisam de Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA). Outro fator é o aumento do comércio exterior que requer padrões elevados de qualidade nos processos de fabricação dos produtos comercializados.

A base da responsabilidade por dano ambiental no Brasil é objetiva, tendo, como teoria prevalente a do “risco-proveito”, que é decorrente do princípio do “poluidor-

pagador”, que é um axioma fundamental do Direito Ambiental Internacional (MAGALHÃES PINTO, [2006?], *online*).

No Brasil, em âmbito federal, a responsabilidade pela regulação e fiscalização do meio ambiente é do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama), cuja missão é estabelecer as resoluções e os regulamentos ambientais. Também tem papel importante, o Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (Ibama), que é o responsável pelos licenciamentos ambientais dos empreendimentos e pela fiscalização de operação. Por sua vez Estados e municípios têm órgãos específicos para concessão de licenças e fiscalização. Além disso, o decreto 88351/83 (BRASIL, 1983, *online*) estabeleceu três licenças consecutivas, que são descritas a seguir para qualquer novo empreendimento ou obra de infra-estrutura que venha a ser implantada no território nacional:

Licença Prévia (LP) - O projeto deve passar por um estudo de viabilidade ambiental prévio para receber do órgão ambiental a aprovação do EIA/ RIMA. O EIA tem como função definir os limites da área geográfica, direta ou indiretamente afetada pelo empreendimento. O EIA orienta a elaboração de documentos técnicos e tem o objetivo de determinar as penalidades disciplinares ou compensatórias, os incentivos à produção, à instalação de equipamentos e à criação ou absorção de tecnologia, necessárias para a melhoria da qualidade ambiental.

Licença de Instalação (LI) – Depois de licenciado e estabelecido os instrumentos de mitigação ambiental da fase de construção, o órgão ambiental emite o documento de autorização de instalação (início de obras).

Licença de Operação (LO) – Depois de atendido todos os itens indicados no EIA / RIMA, das instalações terem sido construídas e vistoriadas, o empreendimento recebe a licença para iniciar a operação. O empreendimento deve ser regularmente vistoriado pelo órgão ambiental para receber ou não, dependendo do resultado da vistoria, a renovação da LO.

Em relação ao setor elétrico brasileiro, desde a década cinquenta o país foi palco de inúmeras obras gigantescas que representam, até os dias de hoje, um elevado passivo ambiental, notadamente, pela opção política de construir imensas hidrelétricas que impactaram o patrimônio sócio-ambiental do Brasil.

Em linhas gerais, além dos impactos causados pela indústria energética, o Brasil tem outros pontos críticos em matéria de degradação sócio-ambiental, muitos dos quais, causados pela falta de políticas públicas adequadas (DE LUCA, 2001).

Com respeito à mineração de carvão, o Estado de Santa Catarina é o local onde foram maiores os impactos devido à geração termelétrica e à mineração do carvão. Este Estado já foi o maior produtor de carvão do país. No processo de lavra a céu aberto, a remoção do capeamento foi realizada de forma desordenada, provocando a inversão das camadas, dando origem à chamada paisagem lunar (MILIOLI, 1999). Na maioria das pilhas, a camada fértil do solo foi deixada na base e, na crista, arenito, siltitos, folhelhos carbonosos e piritosos, fatos que tornam o processo de reabilitação muito oneroso.

Outro problema causado pela mineração em Santa Catarina é a grande quantidade dos rejeitos piritosos, que constituem cerca de 3/4 do material extraído. Os rejeitos, constituídos pelos minerais e rochas associados ao carvão, tais como, pirita, arenitos, siltitos e folhelhos eram considerados, até há pouco tempo, sem valor econômico. Este material foi descartado sem técnica ou cuidados adequados, em áreas próximas ao lavador, ao longo de rodovias, banhados e margens de rios. Esta situação gerou um elevado passivo ambiental e social em extensas áreas cobertas com material acidificado com enxofre e metais pesados, sujeitos a autocombustão, com geração de gases tóxicos. Além disso, os aquíferos superficiais são contaminados por estes materiais por ocasião de chuvas e inundações.

Os municípios de Siderópolis, Urussanga e Lauro Muller entre outros, apresentam vastas áreas destruídas que comprometem atividades como a agricultura, os mananciais de água e qualidade de vida das pessoas. Além disso, o Instituto de Pesquisas Ambientais e Tecnológicas e a Universidade do Extremo Sul Catarinense ([IPAT-UNESC], 2000) verificaram que 20% a 65% das mostras obtidas de águas subterrâneas estão contaminadas (por exemplo: Fe contendo 17,7%, contra a norma de 0,3%, ou pH de 5,0 comparado da norma de 6.5-8.5). De acordo com a Japan International Cooperation Agency ([JICA], 1997), 9% das reservas de água do solo na região estão contaminadas.

A figura 13 mostra a cadeia dos impactos ambientais que potencialmente são ocasionados pela mineração de carvão.

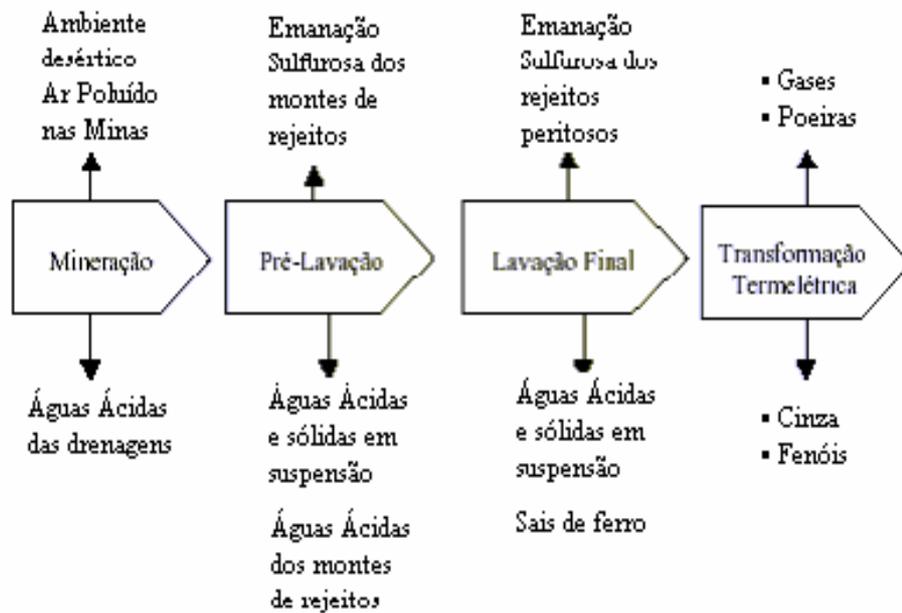


Figura 13 - Cadeia de impactos ambientais na mineração de carvão
 Fonte: De Luca (2001, p. 218).

2.3 Geração Hidrelétrica

Para os países desenvolvidos, o principal condicionante para o desenvolvimento da energia elétrica de base hidráulica é a necessidade de gerenciamento adequado dos impactos ambientais para as comunidades, pois a água precisa ser considerada para várias utilidades (consumo humano, eletricidade e outros fins) (MACEDO, 2003).

Conforme a International Energy Agency (2004), em nível mundial, a capacidade instalada para produção de energia elétrica de base hidráulica atingia cerca de 640 GW em grandes centrais e 23 GW em PCHs. Essa capacidade tem crescido entre 2 e 3% ao ano, respectivamente, entre 1995 e 2004. Os investimentos médios demandados são da ordem de 1.000-3.500 US\$/kW, com custos de energia 2-8/kWh, para as centrais de maior porte e

1.200-3.000 US\$/kW com custos de energia entre 4-10 /kWh para as PCHs. O potencial mundial existente está estimado em cerca de 2.000 GW.

As usinas hidrelétricas suprem cerca de 10% da energia e 18% do consumo total de eletricidade do globo. Essa forma de energia passou a ser utilizada na Europa a partir de 1860. Mas foi após a Segunda Guerra Mundial que a energia hidrelétrica ganhou real importância, com a construção de um número cada vez maior de usinas que produzem eletricidade (IEA, 2004).

A obtenção de energia hidrelétrica depende da existência de rios caudalosos e de planalto que tem maior quantidade de quedas de água. Portanto, existe um potencial hidráulico, que depende da quantidade de rios e das quedas de água, e quando esse potencial for aproveitado se esgotarão as possibilidades de construção de novas usinas. São poucos os países que possuem grande potencial hidrelétrico. Os países que têm grandes territórios e rios com capacidade de aproveitamento para a geração elétrica são a Rússia, o Canadá, os Estados Unidos e o Brasil.

A energia hídrica deverá continuar a ser uma das fontes de energia do século XXI, em especial nos países mencionados, mas sem se comparar com os investimentos e as prováveis evoluções que deverão ocorrer em outras fontes de energia, a nível global (ANEEL, 2002, *online*).

A energia hidrelétrica apresenta, em relação ao petróleo, ao carvão e à energia atômica, a vantagem de não provocar pela queima ou combustão grande poluição e principalmente de não se esgotar, isto é, a usina construída pode continuar indefinidamente a produzir eletricidade (sem considerar o problema do assoreamento a muito longo prazo). Entretanto, as usinas hidrelétricas costumam provocar outros tipos de impacto ambiental. As represas artificiais, formadas pelas barragens dos rios, ocasionam a expulsão das populações ribeirinhas, a imersão de cidades e florestas, e até a perda de bons solos cultiváveis e de material arqueológico que eventualmente possa estar no subsolo. Além disso, a decomposição da matéria orgânica da vegetação inundada na área do reservatório libera grande quantidade de CO₂ na atmosfera, fato que contribui para o efeito estufa. Além disso, a hidrelétrica apresenta problemas com relação ao porte de energia produzida, pois nem sempre as áreas onde as usinas podem ser implantadas estão próximas aos

mercados consumidores, e a intensidade da energia vai se dissipando à medida que aumenta a distância das usinas geradoras (ANEEL, 2002, *online*).

2.3.1 Geração Hidrelétrica no Brasil

A fonte hídrica é uma opção imprescindível para o país. Ela é renovável, barata e capaz de ser estocada. Além disso, tem a potencialidade de transferir grandes “blocos de energia” entre as diversas regiões do país, pelo gerenciamento integrado das bacias. A água é um recurso nacional e autônomo.

No Brasil, a importância desta fonte de energia é significativamente maior do que para a grande maioria dos países desenvolvidos. A participação hidrelétrica na capacidade instalada é 83,9 % (BRASIL, 2006c, *online*). Segundo a ANEEL (2006, *online*) estão em operação Sistema Elétrico, 600 (seiscentas) usinas hidrelétricas de diferentes capacidades.

O Brasil possui uma ampla rede hidrográfica, em consequência do predomínio no país de climas caracterizados por elevados índices pluviométricos. Além disso, os rios brasileiros correm predominantemente em regiões de planalto, o que implica presença de desníveis acentuados ao longo de seus cursos. Os desníveis determinam grande potencial para aproveitamento hidráulico, cuja estimativa é de 209 milhões de kW, sem se considerar as pequenas quedas, com as quais a potência hidráulica atingiria 400 milhões de kW (ANEEL, 2006, *online*).

Do total inventariado de *sites* hidrelétricos, 71.394.905 MW estão em operação e continuará a ser, sem dúvida, a mais importante fonte de energia elétrica no país nas próximas décadas, devido à grande riqueza em rios de planalto (BRASIL, 2006c, *online*). As bacias hidrográficas do Brasil com as respectivas áreas de abrangência estão apresentadas na tabela 3.

Convém destacar a segunda maior usina hidrelétrica do mundo, a de Itaipu, no rio Paraná (Figura 14). A Usina Hidrelétrica de Itaipu é um empreendimento binacional desenvolvido pelo Brasil e pelo Paraguai no Rio Paraná. A potência instalada da usina de 12.600 MW, com 18 unidades geradoras de 700 MW cada.

As 18 unidades geradoras de Itaipu entraram em operação, de acordo com o cronograma, ao ritmo de dois a três por ano, a contar de maio de 1984. A 18ª entrou em operação em 09 de abril de 1991.

A usina superou seus próprios recordes mundiais de produção de energia, por vários anos consecutivos. Em 1999, a usina produziu 90 bilhões kWh e em 2000 a produção superou os 93,4 bilhões de kWh, suficiente para garantir o suprimento de 95% da energia elétrica consumida no Paraguai e de 24% de toda a demanda do mercado brasileiro (USINA HIDRELÉTRICA DE ITAIPU, 2006, *online*).

Tabela 3 - Bacias Hidrográficas Brasileiras

Bacias Hidrográficas – Brasil		
Bacias autônomas	Áreas (km²)	% da área do país
Paraná	891.309	10
Tocantins-Araguaia	809.250	9
São Francisco	631.133	7
Paraguai	345.701	4
Uruguai	178.255	2
Bacias agrupadas	Áreas (km²)	% da área do país
Nordeste	884.835	10
Leste	569.310	7
Sudeste	222.688	3

Fonte: BRASIL (2006c, *online*).

O planejamento da disponibilidade de energia hidroelétrica futura, a médio e longo prazos, apresenta grande volatilidade, pois depende do comportamento hidrológico do reservatório das usinas, ou seja, de quanto, quando e onde chove em cada bacia hidrográfica. Este problema que a predominância de usinas hidrelétricas traz para o atendimento da demanda fez com que o setor elétrico se organizasse, para tirar o máximo proveito das características de “sazonalidade” e complementaridade das diferentes fontes e locais de geração elétrica.

O Setor Elétrico Brasileiro utiliza, desde a década de setenta, modelos de simulação probabilística tanto para a expansão, quanto para a operação do “Sistema Interligado Nacional” (SIN). São utilizadas 2000 séries de vazões hidrológicas, verificadas em 72 anos de registro histórico. Estas séries históricas são alimentadas em modelos matemáticos, que simulam a probabilidade de ocorrência de cenários futuros em horizontes de tempo de dez e 20 anos. Baseado nesta metodologia é estabelecido um programa de obras de geração e transmissão, de modo que em nenhum ano, do período, haja a probabilidade de déficit de oferta de energia superior ou igual a 5%. Ou seja, são simulados os anos do futuro, nos quais é inferido que as chuvas se comportarão conforme um padrão histórico e de forma que não ocorra a probabilidade de déficit de energia menor do que 100, no universo de 2000 cenários prováveis. Em outras palavras, no horizonte de tempo planejado, o sistema deverá atender à demanda de energia elétrica, em cada local, em pelo menos 95% do tempo. No Setor Elétrico, esta metodologia é conhecida como critério de risco de déficit de 5%, conforme o Operador Nacional do Sistema Elétrico ([ONS], 2005).



Figura 14 - Usina de Itaipu – 12000 MW
Fonte: Usina Hidrelétrica de Itaipu (2006, *online*).

Estes dados de probabilidade de disponibilidade hídrica, conjugados a previsões de comportamento da economia e de crescimento demográfico, darão a indicação da necessidade de expansão do sistema no tempo.

Conforme o artigo *O futuro do sistema elétrico brasileiro*, publicado na revista *Economia & Energia* em maio de 2005, a capacidade de estocar energia nas barragens no Brasil, que já foi de dois anos estava reduzida há 5,8 meses em 2003. Para a regulação sazonal são necessários um pouco menos de três meses. Entretanto, para enfrentar um ano seco, como o de 2001, por exemplo, são necessários um pouco mais de dois meses adicionais. Isto perfaz uma necessidade de cinco meses de energia hídrica armazenada para que o sistema hídrico se auto-regule. Chama-se a atenção que as usinas que estavam programadas para entrar em operação entre 2004 e 2008 tinham razão acumulação/produção de dois meses, sendo a perspectiva de que essa razão continue a cair para o conjunto das usinas que serão construídas no futuro (O FUTURO do sistema..., 2005, *online*).

Para agravar o problema, os aproveitamentos da Região Norte e do Centro Oeste, que representam 83% do potencial a explorar, apresentam período seco mais longo, e afluência mínima menor que da Região Sudeste, onde atualmente se concentra maior

capacidade de armazenamento e geração. O trabalho também mostra que a complementaridade dos regimes de chuva não é corroborada pelos dados históricos de vazões que mostram que as regiões brasileiras, com exceção da Região Sul, apresentam meses com estiagem, mais ou menos coincidentes (O FUTURO do sistema..., 2005, *online*).

2.4 Geração Termelétrica Nuclear no Mundo

O conceito moderno de planejamento energético é o de que não se deve atrelar a matriz energética de um país a uma única fonte. "O economista e professor da Unicamp Luciano Coutinho é um dos defensores dessa tese. 'Planejamento energético exige 20 anos na frente e, neste sentido, a opção nuclear não pode ser descartada.'" (TEIXEIRA, 2003, *online*).

A fissão nuclear utiliza como "combustível" um isótopo que corresponde a apenas 0,7% do urânio existente na natureza. Assim, deve ser considerado como energia não-renovável, sendo importante destacar que a relação entre reservas e produção de urânio físsil é da mesma ordem de grandeza que a verificada para os combustíveis fósseis.

As usinas nucleares, que obtêm vapor de água aquecido pela fissão do núcleo do urânio, contam com alguns pontos a seu favor. Um deles é que, diferentemente das termelétricas convencionais, não têm emissões gasosas poluentes e conseqüentemente não geram gases efeito estufa. Outro fator positivo para o urânio é que este é um elemento químico cuja única utilidade é a geração de energia nuclear.

A energia nuclear apresenta algumas desvantagens, como o alto investimento durante a sua construção. Conforme Teixeira (2003, *online*), para Guilherme Camargo, diretor da Associação Brasileira de Energia Nuclear (ABEN): "A vantagem das térmicas a gás sobre as nucleares é de apesar de mobilizarem grandes volumes de capital, têm um

período de construção mais curto, em torno de 18 a 24 meses. Nas nucleares, a construção pode levar seis anos.”

Outra desvantagem apontada pelos críticos da energia nuclear é a estocagem dos rejeitos do combustível utilizado nas usinas. Embora em pequena quantidade, os rejeitos apresentam um alto grau de radiação. Como essa radioatividade leva milhares de anos para se extinguir completamente, os resíduos devem ser armazenados em tambores especiais e enterrados em áreas específicas. O Departamento de Energia dos EUA propôs enterrar o combustível utilizado em túneis profundos no interior da *Yucca Mountain*, no deserto de Nevada. No Brasil, os rejeitos das usinas nucleares Angra I e II estão estocados em área especialmente destinada para isso, junto às usinas, enquanto a sua localização definitiva não foi definida pelo Congresso Nacional (BRASIL, 2006a, *online*).

Conforme Teixeira (2003) em artigo publicado originalmente na revista *Brasil Nuclear* de setembro de 2002, sob o título de *O Novo Ciclo da Energia Nuclear*, o Governo Norte Americano criou uma força-tarefa, chefiada pelo vice-presidente Dick Cheney, à qual incumbiu de estudar o parque elétrico e traçar um novo plano de política energética para o país. Uma de suas principais conclusões é que os Estados Unidos precisam construir, num período de 20 anos, entre 1300 a 1900 novas usinas de geração elétrica. Deste total, uma grande parte deve ser de usinas nucleares. Em termos quantitativos, isso significaria duplicar o número de reatores atômicos. Partindo do princípio de que energia é uma questão de sobrevivência nacional, o documento afirma que os EUA não podem ficar atrelados a fontes energéticas importadas de outros países. E aponta para a necessidade de se priorizar o investimento na geração elétrica que empreguem combustíveis disponíveis internamente no país (TEIXEIRA, 2003, *online*).

O destaque dado à energia nuclear segundo o artigo tem dois motivos principais. O primeiro é que as usinas nucleares possuem currículos confiáveis de segurança e eficiência, além de não contribuírem para o efeito estufa. O outro, de natureza econômica, é que com a alta dos preços do gás natural, a energia nuclear passou a custar até dois terços menos que outras fontes energéticas.

Para um país que há 20 anos interrompera a construção de novas usinas nucleares, embora possua o maior parque instalado em todo o mundo (28%), com 103 unidades, a retomada da geração nuclear ganhou destaque internacional. Entretanto, esta não foi uma

decisão isolada. Na mesma época em que o relatório norte-americano era divulgado, o jornal britânico Financial Times anunciava que o primeiro-ministro do Reino Unido, Tony Blair, numa revisão de sua política energética, também planejava construir novas usinas nucleares, fruto de uma preocupação com a dependência do país nas importações de gás natural e com a necessidade de reduzir a emissão dos gases GHG (TEIXEIRA, 2003, *online*).

Em muitos países, a imprensa vinculou os planos dos EUA e Inglaterra a um renascimento da energia nuclear. Para especialistas como o engenheiro nuclear Witold Lepecki, no entanto, este não é o termo mais adequado para expressar o atual momento. 'Não é um renascimento, porque a energia nuclear nunca deixou de crescer em todo o mundo. Houve um crescimento mais lento, em termos globais, e uma mudança dos lugares onde ela mais se desenvolveu', afirma Lepecki, doutor em física de reatores pela Universidade de Paris e Coordenador de Tecnologia e Segurança Nuclear da Eletronuclear. Segundo ele, a ampliação vem ocorrendo principalmente na Ásia, em países como o Japão, Coreia do Sul e China, países com um parque nuclear bastante avançado. Quanto à Europa, 'esta já é toda nuclear, o que tinha de crescer já cresceu.' (TEIXEIRA, 2003, *online*).

No mundo, atualmente estão operando 433 usinas nucleares fornecendo cerca de 17% de toda a energia consumida no planeta e 35 usinas estão em construção (BRASIL, 2006e, *online*). Na África do Sul está em construção o projeto mais inovador. A Eskom, maior empresa de serviços públicos, com o apoio da britânica Nuclear Fuels e da americana Exelon, estão implantando uma usina de última geração, com os reatores modulares denominados "Pebble Bed", que parecem ser uma revolução em termos de energia nuclear. Trata-se de uma tecnologia que apresenta um sistema muito mais seguro, no qual é eliminada a possibilidade de superaquecimento do combustível e, em consequência, o risco de vazamento radioativo.

Se por um lado, a área nuclear ganha novo fôlego em vários países, por outro, em pelo menos dois deles, a Suécia e a Alemanha, estão anunciando que seus reatores atômicos estariam com os dias contados. A Suécia é um pequeno país, cuja extensão territorial não ultrapassa a do Estado de Minas Gerais. Sua população é de cerca de nove milhões de habitantes.

A economia sueca, uma das mais prósperas da Europa, baseia-se na exploração da madeira e de seus derivados. O país é sede de grandes indústrias automotivas, produz ferro e tornou-se, na última década, um dos líderes na produção de equipamentos de telefonia. Aproximadamente metade da energia elétrica sueca é baseada em usinas nucleares, fato que a torna sensivelmente dependente desta fonte. Apesar disso, em 1980, amedrontada pelo acidente, ocorrida um ano antes, de Three Mile Island, a população sueca, se manifestou em plebiscito, o desejo de desativar suas usinas nucleares. No entanto, passados mais de vinte anos, apenas uma usina foi fechada. E, segundo Witold Lepecki, não por exigência do plebiscito, mas por pressão da Dinamarca, país vizinho da Suécia, com economia forte em pecuária, onde os habitantes não querem energia nuclear. Já a Suécia, fechou uma única usina. Na ocasião do plebiscito, 50% da energia sueca eram provenientes de reatores atômicos e, hoje, passados vinte anos, esse número ainda é de 47%. 'O plebiscito foi atropelado pela realidade dos fatos', garante. (TEIXEIRA, 2003, *online*).

No caso alemão, a opção pelo fechamento das term nucleares evidenciou uma manobra política. Como não obtinha maioria parlamentar, o Partido Social-Democrata alemão (SPD) coligou-se com o Partido Verde, na eleição nacional de setembro de 1998, na eleição do primeiro-ministro Gerhard Schröder.

Uma das imposições dos “Verdes” era o fechamento de todas as usinas nucleares. Para atendê-los, o governo do Presidente Schröder anunciou o fim dos reatores alemães. Mas, com o intuito de não prejudicar as empresas privadas, que investiram alto no programa nuclear do país, foi feito um acordo para que o processo de desmonte acontecesse lentamente, ao longo de 20 anos. Até hoje, nenhuma das usinas foi fechada. “A necessidade econômica é muito forte; a necessidade política é muito flutuante”, sentencia Lepecki (TEIXEIRA, 2003, *online*).

Dois cenários opostos podem ser vislumbrados para o desenvolvimento da energia nuclear na geração de energia elétrica no futuro. No cenário otimista, foram considerados crescimento na geração elétrica nuclear, com poucas usinas fechadas, e novas construções. Neste caso, a capacidade instalada atingiria 570 GW no ano 2025. No cenário negativo, assumindo que na Europa do Oeste (Ocidental), poucas usinas novas seriam construídas, a capacidade instalada mundial ficaria restrita em 297 GW em 2025. No cenário provável ou de referência do IEO2005 foi estimado um incremento na capacidade nuclear de geração elétrica, dos 361 GW do ano 2002 para 422 em 2025. O estudo (IEO2005) salientou que em

poucas situações a decisão será somente econômica. Em geral, as políticas governamentais serão influenciadas pela opinião pública (UNITED STATES, 2005).

Para muitos especialistas são esperadas pressões políticas, sociais e econômicas que deverão causar uma redução na capacidade de expansão das usinas nucleares em longo prazo. Entretanto, mais recentemente, tem sido observado um renascimento nos programas nucleares dos Estados Unidos e em alguns países da Europa. Isto tem ocorrido, na medida que os preços dos combustíveis fósseis ficam, relativamente, mais caros, e na medida da difusão dos conceitos sobre poluição e aquecimento global. Também tem influenciado positivamente os níveis elevados de performances obtidos nas usinas nucleares existentes. Por outro lado um evento adverso, no futuro, que envolva uma instalação nuclear, como um acidente tipo Chernobyl, um ataque terrorista ou o uso indevido de material radioativo, podem causar uma forte percepção negativa e adversa ao desenvolvimento da geração nuclear (IEA, 2006a, *online*).

2.4.1 Novas Tecnologias na Geração Termelétrica Nuclear

Conforme Teixeira (2003, *online*), o engenheiro alemão Hans Frewer, ex-diretor-técnico da empresa Siemens-KWU, em 1990 previu por volta do ano 2000 o início de um novo ciclo nuclear, com o surgimento de uma nova geração de reatores. Previu também por volta do ano 2030 o início de um outro ciclo. Atualmente as previsões de Frewer, um dos ícones da indústria nuclear alemã nos anos 70 e um dos principais articuladores do Acordo Brasil-Alemanha, parecem se cumprir. Há indicadores de surgimento de uma nova geração de reatores e a retomada do ritmo de construção de usinas nucleares em diversos países. Frewer dividiu o desenvolvimento da energia nuclear em quatro ciclos. O primeiro ciclo, iniciado no período do pós-guerra, se caracterizou pela operação não comercial, com a instalação de reatores em usinas protótipos e em projetos militares. Os primeiros projetos de reatores comerciais foram desenvolvidos simultaneamente na Inglaterra e nos Estados

Unidos. Os dois países, no entanto, seguiram rotas tecnológicas distintas. Os ingleses desenvolveram reatores refrigerados a gás, moderados a grafite. A rota tecnológica Inglesa usava como combustível o urânio natural com dupla finalidade: produção de energia e geração de plutônio com fins militares. Esta tecnologia foi gradativamente abandonada e serviu com base para o desenvolvimento, posteriormente, de reatores refrigerados a gás, tecnicamente mais evoluídos, AGR (*Advanced Gas Cooled Reactor*) (TEIXEIRA, 2003, *online*).

Os Estados Unidos desenvolveram a tecnologia de reatores refrigerados a água, que foi mais bem-sucedida, a nível mundial, nos 50 anos seguintes. Esta tecnologia foi desenvolvida, primeiramente, para a propulsão de submarinos, o reator PWR (*Pressurized Water Reactor*) e posteriormente para uso comercial pela Westinghouse, que identificou o potencial para a geração de energia elétrica. Este tipo de reator está sendo usado hoje em 60% das usinas nucleares no mundo.

França, Japão e Alemanha também desenvolveram novos reatores a partir da tecnologia licenciada pela Westinghouse, desenvolvendo linhas próprias de reatores PWR. Durante este período foi desenvolvido, pelos Estados Unidos e Alemanha, outro tipo de reator, com água fervente, que está presente, hoje, em 21% das usinas nucleares de todo o mundo.

As novas tecnologias de reatores, principalmente dos PWR, impulsionaram a energia nuclear em todo o mundo. Esta fase, iniciada em 1970, e que durou até o final dos anos 90, se caracteriza por um grande aumento do parque gerador. Em 1970, o percentual da geração nuclear na geração elétrica mundial era de apenas 1,6% e em 1990 já alcançava 17%, ou seja, um crescimento de mais de dez vezes (TEIXEIRA, 2003, *online*).

O terceiro ciclo, ou segunda geração, que foi caracterizada mais pelo novo salto tecnológico que pelo aumento expressivo do parque gerador. Ocorreu, nesta fase, um acréscimo de potência de usinas nucleares instaladas de 150 GW, o que, em termos quantitativos, foi menor que o verificado no ciclo anterior. Isso ocorreu, devido à crise econômica mundial e à conseqüente escassez de capitais para a construção de usinas geradoras de energia, tanto hidroelétricas como nucleares.

O ciclo atual está sendo caracterizado por duas tendências. Uma formada por nova geração de reatores PWR e BWR com tecnologias avançadas de segurança e eficiência. Estes reatores são construídos com elevada automação com controles digitais, produzem menos rejeitos e têm menor custo que os construídos no ciclo anterior. As usinas Angra II e, principalmente, Angra III pertencem a essa categoria. A outra tendência do atual ciclo tecnológico é formada por reatores que utilizam novos formatos de combustíveis. Estes reatores apresentam tecnologias que permitem mais segurança, configuração modular, redução de custos e menor tempo de construção. Exemplo é o reator de alta temperatura, como o PBMR em construção na África do Sul.

Destaca-se, também, entre os vários projetos revolucionários em desenvolvimento, o “IRIS” – Reator Internacional Inovador e Seguro, desenvolvido a partir da otimização da tecnologia das usinas PWR – de água pressurizada que são as mais utilizadas.

O IRIS nasceu em 1999, quando o Escritório de Energia, Ciência e Tecnologia Nucleares (NSTD), braço nuclear do DOE [Departamento de Energia dos Estados Unidos], lançou diretrizes para a nova geração de reatores e iniciou chamada para a submissão de projetos. [. . .] O cronograma estabelecido prevê o desenvolvimento dos novos reatores para construção por volta de 2030. Como os EUA já pretendiam voltar a investir na energia nuclear, o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) elaborou internamente um programa chamado *Near Term Deployment*, cujo objetivo é apoiar os conceitos mais promissores com desenvolvimento mais adiantado, que poderiam começar a ser utilizados entre 2010 e 2015. O IRIS faz parte deste grupo, cujo primeiro exemplar deverá estar operando até 2012. (TEIXEIRA, 2003, *online*).

Conforme Teixeira (2003, *online*), o projeto é coordenado pela empresa norte-americana Westinghouse, uma das gigantes mundiais do setor nuclear, e que foi responsável pela tecnologia de Angra I. Numa primeira etapa, a companhia se juntou ao Massachusetts Institute of Technology (MIT) e à Universidade da Califórnia em Berkeley, nos EUA, e ao Politécnico de Milão, na Itália. Desde o início, a idéia foi abrir o projeto para a participação internacional e, em pouco tempo, várias outras grandes empresas, institutos e universidades do mundo inteiro se juntaram à empreitada. Atualmente, cerca de dezoito entidades fazem parte da parceria. Pelo Brasil, a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) e a

NUCLEP, empresas estatais da área nuclear brasileira participam dos trabalhos de desenvolvimento do IRIS como convidadas.

O conceito do IRIS é de um reator PWR, resfriado com água pressurizada. Esse tipo de reator é encontrado em cerca de 60% das usinas nucleares do mundo incluindo Angra 1 e 2. O projeto está sendo concebido para que não haja necessidade da construção de um protótipo, o que atrasaria em alguns anos o cronograma. Portanto, nenhum novo material ou tecnologia serão incorporados inicialmente:

A idéia é utilizar somente tecnologias já comprovadas no primeiro IRIS, com o objetivo de não haver dificuldade na obtenção da certificação da Comissão Regulatória Nuclear (NRC), órgão de fiscalização e regulamentação nuclear dos EUA. Além disso, o projeto deverá atender aos códigos e às especificações nucleares dos países onde poderá ser implantado, afirma o engenheiro Marcelo Moraes, gerente-geral de Comercialização e Desenvolvimento do Produto da NUCLEP e representante da empresa nas reuniões do projeto. (TEIXEIRA, 2003, *online*).

O grande trunfo é a reengenharia do reator. Com o novo projeto, eficiência e segurança foram aprimorados. O IRIS incorpora o conceito de segurança passiva, ou seja, o próprio projeto diminui ou elimina crucialmente as chances de acidentes, em comparação com os reatores convencionais. O reator tem um projeto integrado, significando que os geradores de vapor, bombas, pressurizador e a blindagem do núcleo se encontram dentro do vaso de pressão. Nos PWRs convencionais, estes componentes são individualizados e conectados ao vaso de pressão pela tubulação do circuito primário (TEIXEIRA, 2003, *online*).

A ausência deste circuito é uma das grandes vantagens do novo projeto. Por ele circula a água que é aquecida no reator, que troca calor com a água do circuito secundário para a vaporização. Este vapor, por pressão, movimenta as turbinas da usina, gerando, assim, energia elétrica. No novo reator, a água circula dentro do vaso de pressão, que contém o combustível nuclear. Uma das principais causas dos acidentes ocorridos na história das centrais nucleares é o rompimento de dutos do circuito primário. A

consequência é a água se tornar radioativa. Foi assim, por exemplo, no acidente de *Three Mile Island*, em 1979, nos Estados Unidos. Tal problema é impossível de ocorrer no IRIS.

O reator também está sendo planejado para dar o máximo de retorno ao investidor. O tempo de construção será de três anos. Por comparação, as usinas PWR atuais demoram entre cinco e seis anos para serem concluídas. Além disso, as estruturas adjacentes terão o custo da construção reduzido, pelas características do projeto do reator.

A potência ideal para o reator seria entre 100 e 300 MW. Entretanto, por ser modular, uma usina IRIS poderá ser montada com vários reatores acoplados. Inclusive, módulos adicionais podem ser adicionados mesmo após anos de operação da central nuclear. Por isso, há uma grande flexibilidade no dimensionamento da planta, de acordo com as necessidades de geração energética e as possibilidades financeiras do investidor.

O IRIS também foi projetado para operar durante anos sem a necessidade de ser recarregado. Isto se deve à melhor utilização do combustível. O primeiro reator a ser construído deverá ter sua primeira recarga após quatro ou cinco anos de operação. Porém, os procedimentos subseqüentes acontecerão de oito em oito anos. Existe, ainda, a possibilidade do ciclo de recarga ser mais longo, mas isso dependerá de desenvolvimento tecnológico adicional. Enquanto nas usinas nucleares em operação a troca de um terço dos elementos combustíveis é feita a cada 16 meses, no IRIS todo o combustível será trocado de uma só vez. O ciclo de recarga mais longo e a maior eficiência na utilização do combustível resultam na produção de uma menor quantidade de rejeitos, o que constitui outra grande vantagem. O intervalo entre paradas para manutenção também deverá aumentar dos 18 meses atuais para quatro anos. A segurança dos trabalhadores também foi aprimorada. Nos reatores atuais, o trânsito do operador junto à estrutura do reator é permitido apenas com a existência de inúmeras proteções físicas ou é proibido por completo. Com a inserção de escudos de proteção (blindagem) dentro do vaso de pressão, o trânsito na área do reator se torna irrestrito, sem riscos para a saúde do trabalhador. O IRIS está sendo projetado para operar com dois tipos de combustível: urânio enriquecido e MOX – combustível de óxido misto, que inclui urânio e plutônio em sua composição. 'A inclusão do MOX como combustível foi uma exigência dos Estados Unidos, que detém uma grande quantidade de plutônio derivado das armas nucleares confeccionadas durante a 'Guerra Fria', que poderá ser usada para gerar energia. Esse item também segue as orientações do DOE para a não-proliferação', ressalta Moraes. [. . .] O urânio enriquecido a ser utilizado seria da ordem de 4,95%, um pouco acima dos níveis das centrais PWR atuais, de cerca de 3,5%. 'O ideal seria entre 8% e 10%. Porém, como a maioria dos fabricantes de combustível está comissionada para enriquecer até 5%, a opção foi por utilizar esta taxa inicialmente', explica o gerente da NUCLEP Marcelo Moraes. Ele

acrescenta que o desenvolvimento tecnológico do reator continuará mesmo após as primeiras usinas serem construídas. (TEIXEIRA, 2003, *online*).

Os reatores de 4ª geração tornarão o custo da energia nuclear bem mais competitiva e menor do que o da energia gerada por termoelétricas a gás, carvão e petróleo. Como exemplo, ele cita o caso dos Estados Unidos. O custo da geração, nas usinas nucleares americanas, se situa na faixa entre 80 a 90 dólares por MWh. Este valor já as torna competitivas. A meta do IRIS é de gerar energia a 30 dólares por MWh (TEIXEIRA, 2003, *online*).

A fusão nuclear, cuja tecnologia busca imitar o que acontece no interior do Sol, é outra tecnologia que está em pauta como opção futura de geração de energia. O Projeto “ITER” sigla em inglês para Reator Experimental Termonuclear Internacional é exemplo desta afirmação. O ITER é um projeto sem precedentes que abarca mais de uma geração e que representa um grande passo em direção à cooperação científica internacional, destacou o Comissário de Ciência e Pesquisa da União Européia, Janez Potocnik e um dos responsáveis pelo projeto no *Moscow Research Project Meeting*. Com a fusão termonuclear, os físicos tentam dotar o mundo de uma energia nuclear mais limpa e ilimitada; porém, desperta a crítica dos ecologistas. Segundo eles, a manipulação que se planeja realizar com o hidrogênio ainda é desconhecida, o que torna o projeto perigoso (JUDGE, 2006, *online*).

O projeto é financiado por um consórcio que reúne União Européia e Japão (que dividem 60% do custo), mais EUA, Coréia do Sul, Rússia e China (responsáveis por 10% cada um). A competição para decidir o local de construção foi intensa, pois o projeto envolve bilhões de dólares em pesquisa, engenharia e construção, mais a criação de milhares de empregos. A cidade de Cadarache, na França, foi escolhida por ser um dos maiores centros civis de pesquisa nuclear da Europa (SETORIAL NEWS ENERGIA, 2005, *online*).

O objetivo é fazer com que os núcleos de dois isótopos de hidrogênio se unam para formar hélio. Com isso, seria gerada grande quantidade de energia. O orçamento é estimado em 10 bilhões de euros e a produção, em 500 MW de energia. O consórcio espera terminar a construção do reator em 2014 (CENTRO DE FUSÃO NUCLEAR, [2006?], *online*).

2.4.2 Geração Termelétrica Nuclear no Brasil

Em 1975, foi firmado o Acordo Brasil-Alemanha, (Plano 90), que visava à completa transferência da tecnologia nuclear. O objetivo original era a construção no Brasil de quatro usinas (Angra 2 e 3, Iguape 1 e 2), além da Fábrica de Componentes Pesados (Nuclep) e complementação da Fábrica de Elementos Combustíveis (FEC).

Em 1983, com a crise da dívida brasileira, o programa nuclear estagnou. Iguape 1 e 2 tiveram suas construções interrompidas com centenas de técnicos demitidos na NUCLEN e na NUCLEP. O programa para a construção das usinas Angra 2 e 3 foi mantido, mas seus recursos foram drasticamente reduzidos. A construção de Angra 2 se arrastou por vários anos e só foi construída em 2000, quando passou a responder, juntamente com Angra 1, por 30% da energia consumida no estado do Rio de Janeiro. Na opinião de Witold Lepecki [Engenheiro renomado do setor nuclear nacional] [. . .] cometeu-se um erro ao se priorizar as usinas hidrelétricas, quando a opção mais coerente teria sido uma redução equilibrada de investimento nas diversas fontes de geração. 'Diante do fato de que o programa térmico estava lançado, sobretudo o nuclear, era de se esperar que a redução do programa de construção fosse distribuída entre hidráulicas, térmicas convencionais, e nucleares, de tal modo a não prejudicar estes últimos programas, incipientes e estrategicamente importantes para o país', diz. (TEIXEIRA, 2003, *online*).

Atualmente, a conclusão da usina Angra 3 voltou à pauta de discussões entre os responsáveis pela política energética nacional. Todas as usinas de Angra dos Reis agregariam 3300 MW ao Sistema Elétrico Brasileiro. Um valor significativamente abaixo do idealizado no “Plano 90”, mas substancialmente expressivo num contexto de crise energética.

Outro argumento para a conclusão da usina, é que 80% dos equipamentos de Angra 3 já estão comprados, e representam um investimento de aproximadamente US\$ 700 milhões. O Brasil gasta por ano R\$ 20 milhões somente com a manutenção destes equipamentos (TEIXEIRA, 2003, *online*).

Conforme publicação da *Setorial News Energia* de 06 de setembro (USINEIROS acham difícil..., 2005, *online*), nos debates durante os sete dias da International Nuclear Atlantic Conference ([INAC], 2005, *online*), foi demonstrado que a implementação do novo programa nuclear brasileiro, ainda sob avaliação do Governo Federal, é essencial para a sobrevivência do setor. De acordo com o presidente da ABEN, Edson Kuramoto, a retomada da construção da usina nuclear Angra 3 é o ponto de partida do novo programa. Um ponto abordado em praticamente todas as intervenções foi a necessidade de formação de novos quadros para o setor, que será propiciada pela retomada da construção de Angra 3.

Na segunda edição da INAC (2005, *online*), o presidente da CNEN, Odair Dias Gonçalves, apresentou o documento de conclusão do grupo de trabalho interministerial sobre o desenvolvimento da energia nuclear no Brasil, formado por determinação da presidência da república.

O documento propõe o seguinte: Construção de Angra 3 e mais duas usinas nucleares de grande porte, e outras quatro de pequeno porte. No total, seriam investidos US\$ 13 bilhões em 18 anos em geração de energia, enriquecimento de urânio, aplicações industriais e desenvolvimento tecnológico.

Outro ponto importante, no que diz respeito à tecnologia nuclear no Brasil, é o reator “IRIS”. Com a terceira geração de reatores nucleares já a caminho, o Brasil está garantindo sua fatia no futuro tecnológico do setor. O país participa do desenvolvimento do reator “IRIS”, através da CNEN. Para o diretor de Pesquisa e Desenvolvimento da CNEN, Antonio Carlos Barroso, representante da entidade nas reuniões do projeto, esta é a tecnologia mais indicada para ser utilizada na indústria brasileira.

'Temos no Brasil uma boa base industrial e de pesquisa e desenvolvimento que engloba grande parte das capacidades e competências da tecnologia dos reatores PWR. Portanto, se quisermos participar como atores desta nova tecnologia, nossas chances e vantagens competitivas são maiores com o IRIS do que com o PBMR', afirma o pesquisador. [. . .] Se o Brasil vier a implantar o reator, utilizaria urânio enriquecido, pois dispõe de uma grande reserva de urânio em seu território. Em relação ao urânio (U_3O_8), combustível das usinas nucleares, o Brasil possui a sexta maior reserva mundial, sendo responsável por cerca de 6% do total das reservas do planeta. Há, aproximadamente, 300 mil toneladas de U_3O_8 nos estados da Bahia, Ceará, Paraná e Minas Gerais. Mas a capacidade total brasileira ainda não foi sequer estimada, pois os estudos de prospecção e pesquisas

geológicas foram realizados em apenas 25% do território nacional. (TEIXEIRA, 2003, *online*).

Marcelo Moraes ressalta que o IRIS é especialmente interessante para o Brasil pelo fato de ser um PWR, tecnologia usada em Angra 1 e 2 e no projeto de Angra 3. O IRIS é uma opção a ser considerada porque utiliza uma tecnologia já consolidada no Brasil (TEIXEIRA, 2003, *online*).

O PBMR é um projeto fechado. Já o IRIS está sendo desenvolvido como um projeto aberto e efetivamente internacional, do qual o Brasil foi convidado a fazer parte – e que se encontra em fase conceitual. Ao final do projeto conceitual, será feita a avaliação técnica e econômica do potencial do projeto, onde todos os participantes decidirão, em conjunto, como continuar nas próximas fases, até chegar à fabricação do primeiro reator. “Quem estiver neste grupo de desenvolvimento do conceito tem a chance de se tornar sócio da tecnologia do reator. Esta oportunidade de poder decidir, com conhecimento de causa, não deve ser perdida”, destaca Antonio Carlos Barroso." (TEIXEIRA, 2003, *online*).

Dentro do quadro de opções de geração elétrica, as usinas nucleares se apresentam como uma das alternativas para o país. O planejamento energético brasileiro precisa levar em conta os aspectos de segurança econômica e energética, a exemplo do que fazem, hoje, os Estados Unidos, Japão, França, China, Índia e diversos outros países (BRASIL, 2006b).

Outro ponto importante que deve ser considerado diz respeito a abundância das reservas de urânio no planeta. O Brasil possui cerca de 6% das reservas mundiais, fato que o coloca numa posição favorável para o desenvolvimento da energia nuclear.

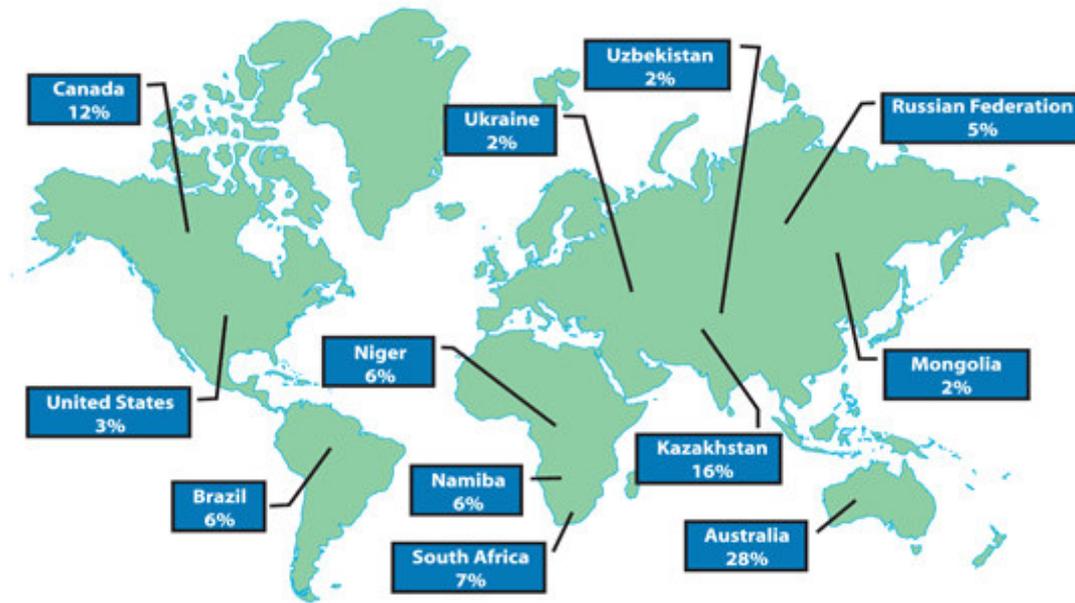


Figura 15 - Uranium 2005: Resources, Production and Demand, OECD/IAEA. Based on Identified Resources which consist of Reasonably Assured Resources and Inferred Resources at costs less than \$80 (US) per kilogram U as at January 1, 2005
 Fonte: WORLDMAP_Uranium (2005, *online*).

Comentando o debate que está em pauta sobre o futuro da energia nuclear no Brasil, o artigo *O futuro do sistema elétrico brasileiro* considera que: não existe no horizonte visível nenhuma energia que não a nuclear que possa dar contribuição significativa nos países desenvolvidos nos próximos 20 anos. Isto significa que para o Brasil – fora a biomassa e o maior aproveitamento do potencial hidráulico – não se deve contar com outras fontes primárias de energia, além das que foram consideradas no estudo, nos próximos trinta anos. Ou seja, o Brasil não deve prescindir da contribuição nuclear. Alegam que: para os outros países em desenvolvimento, a opção nuclear pode estar sendo fechada sob alegações de não proliferação. O Brasil, que já domina comercialmente o ciclo de combustível dos reatores PWR, inclusive na etapa mais sensível do enriquecimento, tem a oportunidade de manter o acesso a esta fonte de energia. A conclusão da usina de Angra 3, que se insere perfeitamente nas necessidades energéticas do futuro próximo, é um passo importante na consolidação do acesso a esta fonte energética (O FUTURO do sistema..., 2005, *online*).

Certamente a introdução da energia nuclear no Brasil foi ditada, no passado, por um exagero na projeção da demanda energética e por outros motivos não relacionados a ela. A

decisão de não prosseguir Angra 3 só faz sentido quando se olha o futuro energético brasileiro com um horizonte de tempo muito limitado. Sua necessidade para regulação do sistema já existe para 2011.

A introdução da energia nuclear na matriz energética brasileira pode ter tido o “pecado original” de ter sido precoce; erro muito maior será protelar a decisão de construir Angra 3 e deixar de contar com a contribuição nuclear quando ela será realmente necessária (O FUTURO do sistema..., 2005, *online*).

2.5 Geração de Energia com Combustíveis Fósseis no Mundo

O consumo de energia no mundo entre 2003 e 2030 crescerá 71% e os combustíveis fósseis, continuarão a suprir a maior parte da energia mundial. O petróleo permanecerá, no período citado, como a fonte de energia dominante (INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK... , 2006).

Óleo e gás natural são substâncias potencialmente perigosas, produzidas, refinadas, beneficiadas, e transportadas em ambientes variados como o mar aberto, assim como áreas urbanas altamente densas. Estas atividades envolvem um elevado grau de risco.

Há necessidade do desenvolvimento contínuo de processos, produtos e serviços de caráter corretivos voltados para o atendimento de acidentes ambientais e outras situações de emergência envolvendo vazamentos de óleo, gás e derivados e integração com sistemas ligados à saúde e aos ecossistemas naturais (MACEDO, 2003).

Conforme as premissas do planejamento Global de energia, realizado pelo IEA, apesar de novos avanços tecnológicos e das questões ambientais, o carvão, o petróleo e o gás natural não deverão ser substituídos de maneira substancial no *mix* de combustíveis nas próximas duas décadas. Segundo estudo publicado em 2001, somente na área de energia

fóssil, para manter a proporção da matriz energética atual do planeta, será necessário 45% a mais de carvão, 55% ou mais de petróleo, o que corresponde a um aumento de 113 milhões de barris ao ano, e 150% de gás natural, ou seja, 167 trilhões de pés cúbicos ao ano nos próximos vinte anos (UNITED STATES, 2001, *online*).

O carvão mineral é a principal fonte de geração de energia elétrica em vários países, dentre os quais se destacam os seguintes: Estados Unidos, China, Índia, Alemanha, Japão e África do Sul (UNITED STATES, 2005).

O volume das reservas e o desenvolvimento de novas tecnologias de combustão eficiente, controle de emissões, somadas à necessidade de expansão dos sistemas elétricos e restrições de ordem políticas, econômicas e de disponibilidade ao uso de outras fontes, mostram que o carvão mineral continuará sendo ainda, por muitas décadas, uma das principais fontes de geração de energia elétrica (UNITED STATES, 2005).

Os EUA continuarão altamente dependentes de combustíveis fósseis no futuro previsível e suas importações de petróleo e gás continuarão a crescer. Haverá uma dependência cada vez maior da OPEP no fornecimento. Em 2002, os Estados Unidos importaram 53% do petróleo e 16% do gás natural consumido. Em 2025, segundo as projeções, as importações de petróleo alcançarão 70% da demanda total do país e as de gás natural, 23%. Dessa forma, no geral, os recursos energéticos mundiais são suficientes para atender à demanda global para as próximas duas décadas, mas a oferta de energia continuará desigual entre as regiões e países (CARUSO; DOMAN, 2004, *online*).

Os Estados Unidos precisam importar petróleo e gás natural para atender o abastecimento interno; são auto-suficientes em carvão, energia nuclear e fontes renováveis de energia.

O petróleo deverá continuar sendo o principal combustível no setor de transportes, onde ainda, em escala mundial, não existem combustíveis alternativos competitivos economicamente. Entretanto, em termos mundiais, no setor de energia elétrica o petróleo tem sido substituído em grande medida. Cita-se o exemplo dos Estados Unidos, cuja participação do petróleo, desde o final dos anos setenta, vem caindo na geração elétrica. Em 2002, a eletricidade gerada nos EUA, por derivados do petróleo, foi cerca de 2% do total, e

a expectativa é um papel relativamente pequeno no futuro (UNITED STATES, 2004, *online*).

Segundo o levantamento do EIA (UNITED STATES, 2004, *online*), tem havido um forte crescimento do uso de gás natural para a geração de energia elétrica, em especial nos últimos dez anos. O consumo anual de gás natural para geração de eletricidade aumentou em 4,8% entre 1992 e 2002, em comparação com aumentos anuais de cerca de 2% para carvão e energia nuclear e de 0,4% para a hidroeletricidade e outras fontes renováveis de energia.

A economia desempenha um grande papel na diversificação do uso dos combustíveis, dado que altos preços podem resultar no enfraquecimento da demanda, e surgimento de oportunidades para combustíveis alternativos. No caso do gás natural, a demanda no setor de energia elétrica provavelmente declinará no futuro, em particular depois de 2020, quando os preços do gás natural deverão aumentar e a introdução de nova capacidade de geração de energia elétrica a carvão poderá ser economicamente competitiva (CARUSO; DOMAN, 2004, *online*).

Com respeito às reservas disponíveis de combustíveis fósseis, a base mundial de recursos é definida por três categorias: reservas comprovadas que já foram descobertas e que podem ser recuperadas com os atuais preços; reservas potenciais, que podem ser recuperadas com tecnologias; crescimento das reservas (aumentos nas reservas resultantes principalmente de fatores tecnológicos que aumentam o índice de recuperação das jazidas); e reservas ainda não descobertas (a serem descobertas pela exploração).

Segundo o EIA (UNITED STATES, 2004, *online*), os recursos fósseis não representam uma restrição importante para a demanda mundial até 2030, porém circunstâncias políticas, econômicas e ambientais provavelmente influenciarão os mercados mundiais de energia do futuro. Com respeito às reservas de carvão mineral essa afirmação é plenamente aceita pela comunidade científica, pois as reservas são abundantes e distribuídas mais uniformemente no planeta e não existem controvérsias quanto a capacidade de atendimento da demanda no aspecto de disponibilidade.

No que diz respeito ao petróleo e ao gás natural, o assunto reservas é mais complexo e exige um melhor detalhamento para a sua compreensão.

Os dados sobre reservas comprovadas são atualizados e divulgados anualmente pelo *Oil & Gas Journal*, publicação semanal que cobre os acontecimentos que afetam a indústria petrolífera mundial. As estimativas referentes às reservas de petróleo ainda não descobertas fazem parte do documento *Avaliação do Petróleo Mundial 2000* do Serviço de Pesquisa Geológica dos EUA ([USGS], 2000, *online*) e o crescimento das reservas regionais foram estimados pela EIA. Segundo essas fontes, as reservas totais de petróleo do mundo estão estimadas em 3003 bilhões de barris entre 1995 e 2025 (UNITED STATES, 2003, *online*).

Esta visão, não é corroborada pelos pesquisadores, seguidores da metodologia que utiliza o conceito de pico da produção mundial de petróleo de Hubbert (Pico de Hubbert).

Conforme a Association for the Study of Peak Oil & Gás (ASPO), as reservas provadas de petróleo convencional (excluídos os provenientes das regiões polares e de águas profundas) são da ordem de apenas 780 bilhões de barris, em contraste com a estimativa de 1.150 bilhões da British Petroleum (ROSA, S. E. S. da; GOMES, 2004, *online*). Já o dimensionamento da quantidade de petróleo a ser descoberto é, naturalmente, muito mais controverso que o das reservas existentes e constitui o núcleo da discórdia entre os seguidores de Hubbert e o meio petrolífero (*mainstream*) em geral. A estimativa da ASPO (2004a, *online*) é de 150 bilhões de barris.

Conforme Sérgio Eduardo Silveira da Rosa e Gabriel Lourenço Gomes (2004, *online*), em artigo publicado na *Revista do BNDES*, a materialização das previsões apresentadas pela ASPO teria consequências dramáticas para a economia mundial. A combinação de demanda crescente com queda da oferta resultaria em elevação acentuada dos preços do petróleo e, provavelmente, do gás natural.

Neste cenário, uma recessão generalizada dificilmente seria a consequência provável. A situação seria muito mais séria que a verificada nas crises de 1974 e 1979, pois, desta vez, a escassez de petróleo seria permanente. Além disso, nenhuma das fontes de energia alternativas possui vantagens similares ao petróleo, o que dificulta consideravelmente a substituição. Assim, seria necessário um esforço de coordenação internacional, para uma transformação energética radical, como poucos precedentes históricos. O impacto da escassez de petróleo, por outro lado, ocorreria de maneira muito diferenciada nos vários setores da economia. Os insumos petroquímicos, por exemplo, seriam bastante afetados, com consequências imprevisíveis para a demanda dos produtos

plásticos. O setor mais prejudicado seria certamente o de transportes, que é muito dependente do petróleo. O transporte aéreo, em particular, se encontraria em situação crítica, pela grande dificuldade de operar com combustíveis alternativos. A escassez também afetaria de forma diferenciada os diversos países.

No que diz respeito à disponibilidade e à variedade de fontes de energia para o seu consumo, e em alguns itens para a exportação, o Brasil estaria em situação relativamente favorável, mas a sua economia é vulnerável a uma recessão mundial.

De qualquer forma, o investimento maciço em tecnologias de extração de petróleo (inclusive em águas profundas) e no aproveitamento das reservas, tem diminuído o poder de barganha da OPEP ao longo das décadas. No entanto, a maior produção de petróleo fora do cartel levou vários países a atingirem mais cedo o pico de produção. Nesse contexto, as projeções indicam uma participação crescente da produção de países da OPEP no mercado mundial e queda nas demais regiões produtoras, com algumas poucas exceções, como é o caso do Brasil. Esse fato por si só já pode resultar em um aumento do preço do petróleo e provocar uma crise de proporções moderadas antes mesmo que o pico de produção mundial seja atingido.

Considerando a relevância dessa questão para o futuro da matriz energética e da economia dos países, neste trabalho, detalhou-se a seguir nos itens 2.5.1 e 2.5.2, respectivamente a visão do meio petrolífero (EIA/ BP) e a dos seguidores de Hubbert, com respeito da disponibilidade de reservas futuras de petróleo e gás natural.

2.5.1 Recursos Petrolíferos Globais – Visão EIA e BP

Para estimar o total de petróleo e gás recuperável existente no mundo, a Energy Information Administration (EIA) vem adotando os métodos de outro órgão governamental, o United States Geological Survey (USGS). O método do USGS, em linhas gerais, divide a

superfície da Terra em numerosas regiões, e em cada uma delas, com base em suas características geológicas, procura calcular a quantidade de petróleo recuperável original, considerando uma distribuição de probabilidade (95%, 50% e 5%). A projeção do USGS considera, entre outros fatores, que a taxa de extração média, ou seja, o quociente entre a quantidade que pode ser extraída economicamente e a reserva total do petróleo da jazida, deverá elevar-se dos 30% atuais para 40%, em virtude do progresso das tecnologias de extração. A combinação das probabilidades estimadas pelo USGS para o total de petróleo recuperável com três cenários de crescimento da demanda resultou no conjunto de nove alternativas para o pico de produção de petróleo. Os três cenários com crescimento da demanda anual de consumo de 2% são apresentados na tabela 4.

Tabela 4 - Estimativas de Recuperação do Petróleo

Probabilidade	Total Recuperável (Bilhões de Barris)
Baixa (95%)	2.248
Média (50%)	3.003
Alta (5%)	3.896

Fonte: USGS (2000, *online*).

Segundo o documento *A oferta mundial de energia e o mercado dos EUA* (CARUSO; DOMAN, 2004, *online*), o consumo mundial de petróleo deverá crescer de 28 bilhões de barris/ano em 2001 para 44 bilhões de barris/ano em 2025. De acordo com essas suposições de crescimento, menos da metade dos recursos totais de petróleo do mundo estariam exauridos até 2025. Além disso, não estão sendo considerados como reservas os chamados “recursos não convencionais”. Os recursos petrolíferos, não convencionais, são definidos como recursos que não podem ser produzidos economicamente com a tecnologia atual e incluem areias betuminosas, óleos ultrapesados, tecnologias GTL (*gas-to-liquids*), tecnologias CTL (*coal-to-liquids*), tecnologias de biocombustível e óleo de xisto.

A revisão de 2003 das estimativas das reservas comprovadas do Canadá acrescentou 174 bilhões de barris de reservas (betume contido nas areias betuminosas) às reservas convencionais de petróleo bruto e condensado do Canadá. Segundo estimativas, o petróleo

bruto e o condensado convencional do Canadá representam 4,5 bilhões de barris (CARUSO; DOMAN, 2004, *online*).

As reservas conhecidas de areias asfálticas e de petróleo pesado são estimadas em trilhões de barris as quais formam a maior parte do chamado petróleo não-convencional. As areias do Canadá, em particular, já são exploradas em grande escala e respondem por parcela expressiva da produção petrolífera do país. No entanto, o potencial econômico das areias e do petróleo pesado não deve ser superestimado, uma vez que ambos só podem ser utilizados após processamento custoso, em termos energéticos e ambientais. O aumento da produção de combustíveis provenientes dessas fontes deverá ser lento, mesmo que ocorra grande elevação nos preços do petróleo. O mesmo problema ocorre com o “Xisto Betuminoso”, embora as reservas sejam expressivas. O xisto tem de ser extraído numa mina convencional e o produto deve ser aquecido e hidrogenado, para a extração do betume (materiais líquidos). O processo implica na utilização de muitas unidades de água para obter uma unidade de “petróleo”, e o processamento consome muita energia.

Se forem consideradas no balanço de reservas, por exemplo, o óleo de Xisto e as areias betuminosas, o volume existente pode ser estimado em mais de 3.3 trilhões de barris no mundo, com Canadá e Venezuela tendo os depósitos mais significativos. Estes conceitos no cenário de consumo projetado pela EIA indicam que existem recursos suficientes para atender à crescente demanda mundial por petróleo até 2025. No entanto, a distribuição desses recursos petrolíferos não é uniforme. Os países membros da OPEP, cartel de onze países produtores de petróleo (Argélia, Indonésia, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Catar, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Venezuela), detêm a maior parte das reservas petrolíferas comprovadas mundiais (CARUSO; DOMAN, 2004, *online*).

As reservas da OPEP em 2004 eram de cerca de 870 bilhões de barris, de um total mundial de 1,3 trilhões de barris e representam 69% das reservas globais. Além disso, as reservas de petróleo controladas pelos países do Golfo Pérsico (Arábia Saudita, Irã, Iraque, Kuwait e Emirados Árabes Unidos) representam 80% das reservas comprovadas de petróleo da organização (MANOUCHEHR, 2005).

Embora os países da OPEP controlem a maior parte das reservas comprovadas de petróleo, há grandes reservas nas regiões produtoras da América Central, América do Sul, África Ocidental, Leste Europeu e países da ex-União Soviética. Cada região dispõe, entre

6% e 8% das reservas petrolíferas mundiais. Há potencialidades geológicas em todas essas regiões para aumentar as reservas nas próximas décadas. Há estimativas que as reservas que venham a ser descobertas possam atingir um nível duas vezes maior que as reservas comprovadas atuais e, no caso da ex-União Soviética, um nível quatro vezes maior (CARUSO; DOMAN, 2004, *online*).

Com relação ao gás natural, suas reservas, em geral, aumentam todos os anos desde a década de setenta. Apesar das dificuldades logísticas do gás para a comercialização, a participação na matriz energética mundial tem aumentado anualmente. Em janeiro de 2004 as reservas comprovadas de gás natural foram estimadas pelo *Oil & Gas Journal* em 172 trilhões de metros cúbicos (MANOUCHEHR, 2005).

Nos últimos anos, o aumento das reservas de gás natural ocorreu no mundo em desenvolvimento. Três quartos das reservas de gás natural estão no Oriente Médio e na ex-União Soviética. Rússia, Irã e Catar juntos respondendo por cerca de 58% das reservas e o restante distribuído de modo bastante equilibrado entre as outras regiões do planeta.

As relações reservas-produção (r/p) são um indicador do potencial de fornecimento, com base nos níveis atuais de produção. As relações r/p são computadas dividindo-se as reservas comprovadas de uma determinada região pela sua produção anual. Apesar do aumento de consumo, a maioria das relações r/p regionais manteve-se alta. A relação (r/p) mundial está estimada em 61 anos. A ex-União Soviética tem relação r/p de 76 anos, a África de quase 90 anos e o Oriente Médio de mais de 100 anos (CARUSO; DOMAN, 2004, *online*).

Segundo a avaliação recente do USGS (2000, *online*), há uma quantidade potencial de gás natural para ser descoberta. O USGS publicou três cenários de reservas para o período de 1995 a 2025. A estimativa mais otimista prevê 95% ou mais de chances para o descobrimento de novos recursos. As mais pessimistas 5%. Considerando o valor esperado ou valor médio, a estimativa para o gás natural mundial ainda não descoberto é de 120.586 trilhões de metros cúbicos. Os prognósticos indicam que devem ser acrescentados, nos próximos 25 anos, cerca de 66.467 trilhões de metros cúbicos. As reservas de gás natural estão aumentando com o passar do tempo, devido aos avanços tecnológicos e a condicionantes econômicos. Estima-se que um quarto do gás natural não descoberto esteja localizado em reservas de petróleo. Assim, mais da metade da quantidade média de gás

natural não descoberto deverá estar no Oriente Médio, na ex-União Soviética e do Norte da África. (CARUSO; DOMAN, 2004, *online*).

2.5.2 Recursos Petrolíferos - Visão dos Seguidores da Metodologia de Hubbert

O petróleo e o gás natural existem devido às alterações químicas que ocorrem nos sedimentos orgânicos ao longo de milhões de anos. O material orgânico, originalmente formado de material sólido, se transforma, através de processos químicos, em uma mistura de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos e preenchem os interstícios de camadas rochosas. Os hidrocarbonetos, por serem menos densos que o material de origem, são submetidos a elevadas pressões nas rochas hospedeiras. Quando um poço é perfurado, a pressão nas camadas de rocha faz com que o petróleo aflore até à superfície. A pressão a que está submetida à jazida explica, normalmente, o perfil de extração verificada num poço de petróleo.

Após uma rápida expansão até um pico, a extração decresce gradativamente, à medida que cai a pressão da jazida e o fluxo do petróleo em seu interior é dificultado pela tensão superficial dos poros, conforme está apresentado na figura 16. O que se aplica a um poço individual é válido, também, para jazida ou província petrolífera (CAMPBELL; LAHERRÈRE, 1997, *online*). Baseando-se em perfis de extração, o renomado geólogo M. King Hubbert previu, em 1956, que a produção de petróleo dos Estados Unidos chegaria ao pico em torno de 1970, seguindo-se um longo período de declínio. A previsão mostrou-se acertada. O topo da extração (o pico) foi atingido em 1969.



Figura 16 - Curva Natural de extração
 Fonte: Campbell e Laherrère (1998, p. 80, *online*).

O ponto em que a produção atinge o máximo foi denominado Pico de Hubbert, em homenagem ao geólogo descobridor da metodologia de avaliação das potencialidades de produção dos campos petrolíferos (DEFNEY, 2001).

A premissa inicial é que as jazidas de petróleo, em uma determinada área, são descobertas, em geral, de acordo com a seqüência descrita a seguir:

- a) em primeiro lugar, são descobertas as jazidas mais acessíveis (por exemplo, situadas a pouca profundidade);
- b) à medida que evoluem as tecnologias de prospecção e o conhecimento geológico da província de uma província petrolífera ou de um campo de petróleo, são descobertas as jazidas de maior dimensão;
- c) as últimas jazidas descobertas são de mais difícil acesso e de relativamente menor dimensão.

A seqüência corresponde, aproximadamente, a uma curva normal, cujo ponto médio seria ocupado pela jazida de maior porte da região. O perfil descrito não é hipotético e corresponde ao ocorrido em diversas regiões produtoras de petróleo. Por outro lado, a curva de produção, ao longo do tempo, também é aproximadamente normal. Isso ocorre desde que não haja interrupção ou variação de produção por motivos externos (GOODSTEIN, 2004).

Segundo Sérgio Eduardo Silveira da Rosa e Gabriel Lourenço Gomes (2004, *online*), nos Estados Unidos, a previsão de Hubbert foi bastante facilitada pela abundância de informações sobre as jazidas de petróleo descobertas e de produção. Foi facilitada, também, porque a produção norte-americana obedecia, basicamente, a fatores de ordem econômicos. A tentativa de estimar o pico da produção mundial é mais difícil, pois outros fatores estratégicos e geopolíticos interagem e as informações podem ser menos confiáveis. Cita-se, para exemplificar, a produção de petróleo na região mais importante, o Golfo Pérsico, que vem sofrendo forte influência de fatores políticos, o que distorce consideravelmente as projeções.

Mesmo assim, o método foi aplicado pelo próprio Hubbert, em 1982, para a situação do petróleo no mundo como um todo (DEFNEY, 2001). Para tanto, ele estimou a totalidade do petróleo existente em condições de ser extraído com viabilidade econômica e a taxa de crescimento da produção. Dessa forma, estimando o momento que a produção acumulada atingir a metade do total inventariado nas jazidas, a produção estará no máximo e tenderá a declinar.

A grande dificuldade para efetuar o cálculo é conhecer a totalidade das reservas de petróleo existente. As reservas divulgadas são pouco confiáveis e, com frequência, consideradas segredo de Estado. Por outro lado, a fração que pode ser recuperada, economicamente, nas jazidas, depende da evolução da tecnologia da extração.

Além disso, o crescimento da demanda apresenta graus de incerteza variados.

Para estimar o total do petróleo recuperável, é preciso conhecer ou projetar os seguintes parâmetros:

- a) produção acumulada;
- b) reservas conhecidas;
- c) reservas a serem descobertas;
- d) evolução futura da taxa de extração.

A figura 17 apresenta as diferenças de interpretações nas estimativas das reservas de petróleo, segundo a visão do USGS e de Campbell/Laherrere.

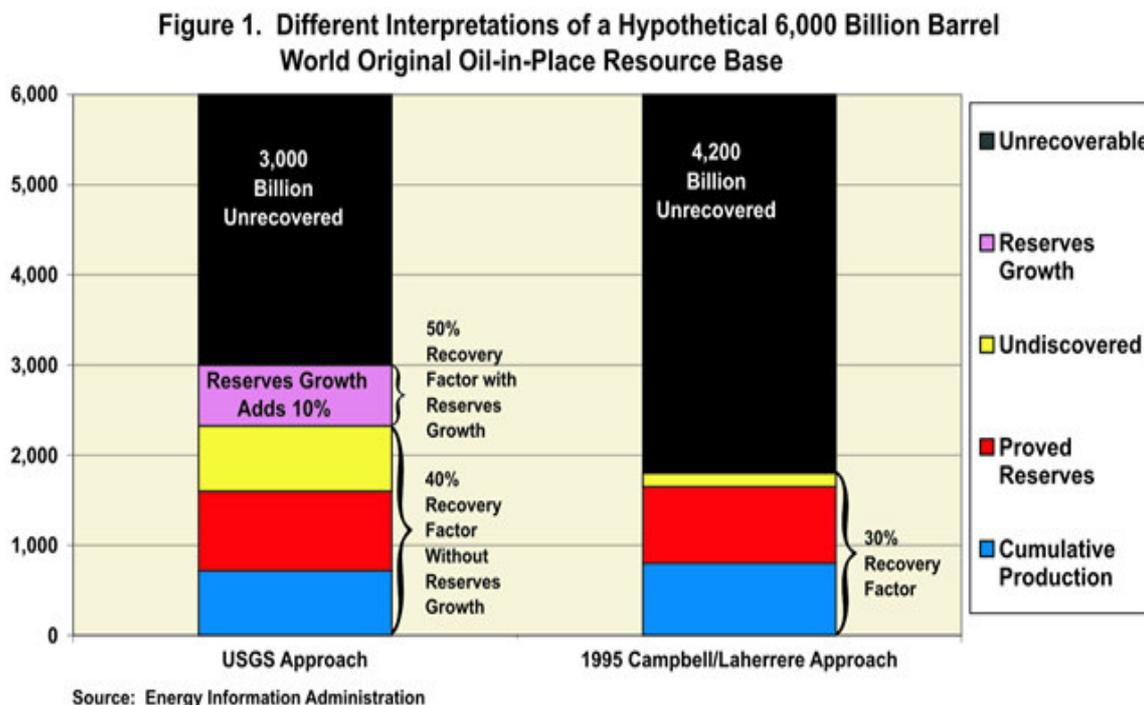


Figura 17 - Diferentes visões de reservas de petróleo (CAMPBELL; LAHERRÈRE, 1998)
 Fonte: FIGURE1.JPG (1998, *online*).

A produção acumulada não oferece, normalmente, grandes dificuldades. As demais questões são mais complexas. Começando pelas reservas conhecidas. O critério de definição de “reserva” varia, conforme os países ou empresas produtores. Além do valor absoluto das reservas, é fundamental saber em que data foram descobertas. Um problema adicional ocorre porque o crescimento das reservas, na maioria das vezes, se deve à reavaliação das já conhecidas, e não à descoberta de novas jazidas. Este fator pode levar, freqüentemente, a percepção errônea que as reservas têm crescido regularmente, apesar do aumento da produção. As conseqüências de mudança, nesta percepção, para as expectativas futuras de produção e dos preços do petróleo são muito significativas (ROSA, S. E. S. da; GOMES, 2004, *online*).

É preciso analisar melhor as reservas declaradas por países e empresas produtores que, aparentemente, não estão relacionados com novas jazidas. O exemplo mais significativo é o dos países da OPEP, cuja produção foi estabelecida em 1982 com um sistema de quotas. Como o sistema de quotas não conseguiu deter a acentuada queda dos preços a partir de 1986, principalmente pelo grande aumento na produção de países não

pertencentes à OPEP, seus membros foram levados a tentar aumentar as quotas individuais para a manutenção das receitas. Como as reservas declaradas constituem um dos fatores de determinação da quota de cada membro, o resultado foi o grande crescimento das reservas, o que para muitos analistas é suspeito (CAMPBELL; LAHERRÈRE, 1997, *online*).

Nesse contexto, suspeita-se que a Arábia Saudita estaria próxima do pico de produção. A maior parte da sua produção é extraída de um único campo que está em atividade há muitos anos. A suspeita da declaração de quantidades de reservas provadas não correspondentes à realidade não está restrita apenas aos países exportadores de petróleo. Há indícios de que algumas empresas petrolíferas subestimam o volume das reservas em seus relatórios financeiros periódicos. O objetivo seria apresentar aos investidores um quadro de crescimento regular das reservas (principal ativo dessas empresas), para a valorização de suas ações (LAHERRÈRE, 2000, *online*). O recurso à subestimação, no entanto, tem limites, já que em algum momento o crescimento declarado das reservas colidiria com a realidade, o que seria uma explicação para a surpreendente revisão para baixo das reservas da Shell, ocorrida em janeiro de 2004 (ROSA, S. E. S. da; GOMES, 2004, *online*).

A previsão do pico de produção e da possibilidade de extração por região no planeta, segundo a visão da ASPO, está apresentada na tabela 5.

Tabela 5 - Previsão do Pico de Produção segundo a Região

REGIÃO		EXTRAÇÃO ANUAL DE PETRÓLEO CONVENCIONAL (Milhões de Barris/Dia)				BILHÕES DE BARRIS (Total)	DATA DO PICO*
		2005	2010	2020	2050		
Estados Unidos	(menos Alasca)	3,6	2,8	1,7	0,4	200	1969
Europa		5,0	3,6	1,8	0,3	75	2000
Rússia		9,1	10,0	5,5	0,9	210	1987
Golfo Pérsico		19,0	19,0	17,0	10,0	675	1974
Outras Regiões		27,0	23,0	17,0	9,0	690	1997
Total		64,0	58,0	43,0	20,0	1.850	2005

Nota: Os picos regionais ocorreram anteriormente ao pico global projetado em virtude do caráter atípico das curvas de produção dos países da Opep e da antiga União Soviética, entre as décadas de 1970 e 1990.

Fonte: Aspo (2004b, *online*).

Os seguidores da metodologia de Hubbert, reunidos na ASPO, estimam que as reservas provadas de petróleo convencional (excluídos os provenientes das regiões polares e de águas profundas) são da ordem de apenas 780 bilhões de barris, em contraste com a estimativa de 1150 bilhões da British Petroleum. Já o dimensionamento da quantidade de petróleo a ser descoberta é, naturalmente, muito mais controverso que o das reservas existentes e constitui o núcleo da discórdia entre os seguidores de Hubbert e o meio petrolífero (*mainstream*) em geral. A estimativa da ASPO é de 150 bilhões de barris (ROSA, S. E. S. da; GOMES, 2004, *online*).

Nos próximos parágrafos apresentamos os argumentos dos defensores do modelo de Hubbert e também o contra ponto da Energy Information Administration (UNITED STATES, 2003, *online*).

2.5.2.1 Argumentos dos Defensores do Modelo de Hubbert

O grau de incerteza das produções futuras é bem maior, em virtude da qualidade das informações disponíveis e da evolução não regular das reservas descobertas e da extração do petróleo. Para definir a data do pico mundial, que estará situado no entorno do ponto médio da curva de produção global, é preciso quantificar a totalidade do petróleo recuperável existente. Cabe salientar que a maior parte do petróleo contido nas jazidas (*oil in place*) não é recuperável, mesmo com as tecnologias mais avançadas. O total do petróleo recuperável consiste na soma de produção acumulada + reservas provadas + reservas a descobrir. Pela definição adotada pela ASPO, o pico seria iminente, tendo ocorrido por volta de 2005. A participação crescente do petróleo não-convencional, que na definição da ASPO abrange o petróleo das regiões polares, o de águas profundas e os líquidos de gás natural teriam pouca influência, deslocando o pico para 2006. A inclusão do petróleo não-

convencional eleva o montante do petróleo recuperável para cerca de 2,5 trilhões de barris (ROSA, S. E. S. da; GOMES, 2004, *online*).

É interessante observar que dois argumentos parecem corroborar a previsão de que o pico da produção está próximo:

De acordo com algumas estimativas, em cerca da metade dos países produtores, a quantidade extraída anualmente está em queda, ou seja, já passou do pico. Encontra-se nessa situação alguns dos maiores produtores mundiais, como Estados Unidos, Grã-Bretanha, Noruega, Canadá e Indonésia (tornaram-se recentemente importadores de petróleo).

O pico das descobertas ocorreu em meados da década de sessenta. O volume descoberto anualmente corresponde a menos de um terço, aproximadamente, da produção (ROSA, S. E. S. da; GOMES, 2004, *online*).

2.5.2.2 Argumentos da Energy Information Administration/ EIA

A EIA divulgou um documento (UNITED STATES, 2003, *online*), no qual o modelo utilizado trabalha com o conceito de pico de produção (Production Peak) apresentado na figura 18.

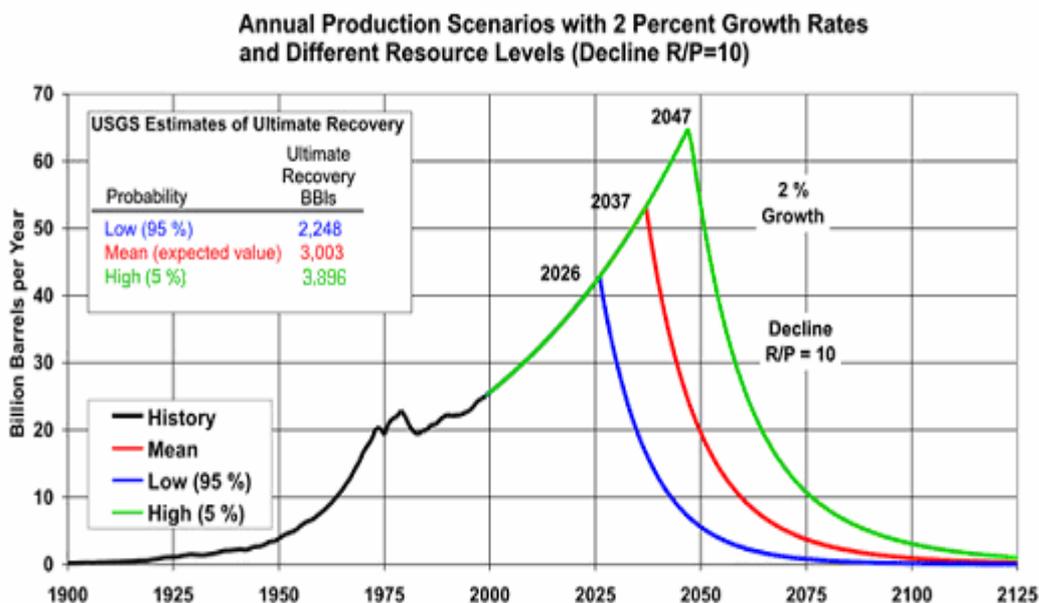


Figura 18 - Cenários de produção de petróleo e reservas
Fonte: BB-MOREDINO BLOOD-USGS... (2003, *online*).

No entanto, pode-se observar uma diferença fundamental em relação ao modelo original de Hubbert. A curva de produção se mostra assimétrica, e a etapa de declínio é muito mais rápida que a de crescimento. Dessa forma, “o pico de produção”, nas projeções da EIA, encontra-se mais distante, no futuro, do ponto médio da produção.

Cabe citar ainda duas objeções importantes formuladas por especialistas da ASPO aos cenários da EIA (UNITED STATES, 2003, *online*):

A rapidez do declínio é pouco compatível com as condições geológicas da maioria das jazidas de petróleo;

As tecnologias que permitiriam o aumento da taxa de extração de 30% para 40% de frontam-se com problemas para ser aplicadas em numerosas jazidas (ASPO, 2003, *online*).

A variabilidade dos números pode ser constatado pelo exame da figura 19, que reúne 16 estimativas de reservas mundiais de petróleo feitas por vários autores em datas diferentes. O aparente otimismo apresentado pela EIA se refere a avaliações realizadas no ano 2000 pelo United States Geological Survey (*online*), com dados médios superiores a 3

trilhões de barris (Energy Information Administration), verificando-se igualmente que a maior parte das estimativas está mais próxima das de Campbell e Laherrère (1997, *online*) que da projeção média do USGS.

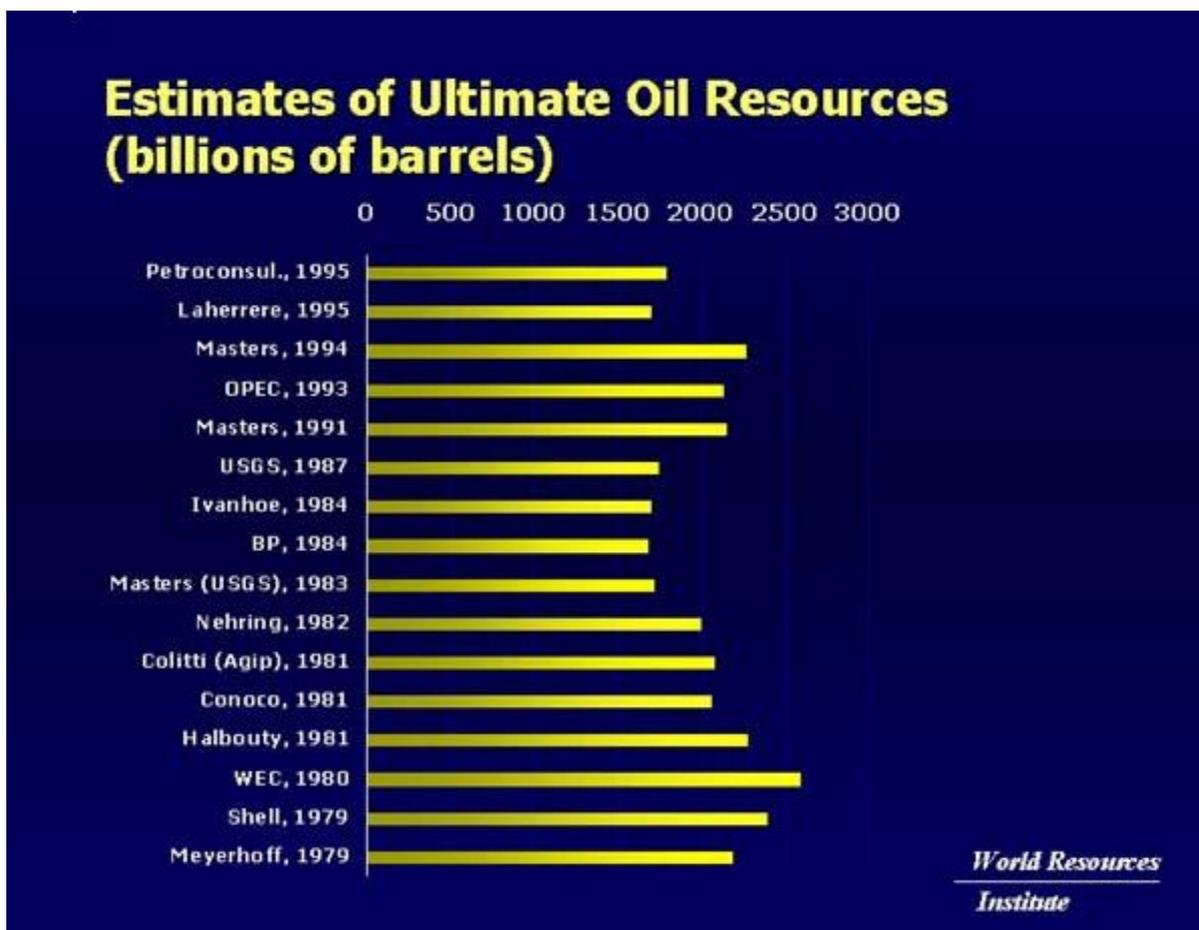


Figura 19 - Diferentes fontes publicadas de reservas mundiais de petróleo
Fonte: Wood, Long e Morehouse ([entre 2003 e 2006], *online*).

2.5.3 Posicionamento Estratégico do Brasil com Relação a Petróleo e Gás

No Brasil, o pico de produção de petróleo é mais difícil de ser previsto devido à localização das principais reservas em águas profundas, fato que condiciona os investimentos e a custos operacionais mais elevados na prospecção de novas áreas de produção.

O crescimento da produção de petróleo no Brasil vem sendo bastante significativo: entre 1993 e 2003, quando foram produzidos 545 milhões de barris, houve um aumento de 112%. A produção é fortemente concentrada na Bacia de Campos. A produção dos novos campos, com planos de desenvolvimento aprovados, listados pela Agência Nacional do Petróleo ([ANP] 2006, *online*), indica crescimento até 2009, porém será necessário descobrir e desenvolver outros campos de grande porte nos próximos anos para que a tendência de crescimento se mantenha, porque o campo de Marlim, o principal da Bacia de Campos, estaria próximo de atingir o pico de produção. Vale ressaltar, no entanto, que é estimado um investimento de US\$ 2,5 bilhões em exploração e de US\$ 18 bilhões em desenvolvimento e produção de novas áreas no período 2003/07, valores que representam um incremento de US\$ 5,7 bilhões em relação à previsão anterior realizada para o período 2002/06 e poderão ser revertidos em incremento das reservas nacionais de petróleo (SILVEIRA; CAVALCANTI; FRANCO, 2004, *online*).

As reservas provadas são suficientes para garantir a produção por 15 a 20 anos. Em média, a produção doméstica de óleo deve crescer 6,2% ao ano, saindo do patamar de 1,684 milhões de barris diários em 2005, para 1,910 milhões em 2006 e 2 milhões de barris por dia em 2007 (PETROBRÁS, 2006, *online*).

O volume de reservas provadas do país somou 13,232 bilhões de barris de óleo equivalente em dezembro de 2005. Para cada barril de óleo equivalente extraído, foi apropriado 1,311 barris de óleo equivalente, resultando em um Índice de Reposição de Reservas de 131,1%. A produção de óleo e gás natural da Petrobrás, no Brasil e no exterior, atingiu em 2005 a média diária de 2.216.596 barris de óleo equivalente (PETROBRÁS, 2006, *online*).

Nos últimos anos a Petrobrás concentrou esforços na exploração dos campos já provados, que demandaram vultosos investimentos em um período de preços e rentabilidade relativamente baixos. Nesse cenário de restrição de fontes de recursos, a opção parece ter sido investir menos na prospecção de novas áreas de produção e na recomposição de suas reservas e mais no desenvolvimento e produção dos campos existentes.

Há evidências de que a geologia do Atlântico Sul é uma das mais favoráveis ao descobrimento de novas reservas de petróleo em águas profundas (ASPO, 2003, *online*). Portanto, do ponto de vista da oferta de fontes de energia, o posicionamento estratégico do país é bastante favorável.

Conforme o artigo, *O Pico de Hubbert e o futuro da produção mundial de petróleo*, publicado na *Revista do BNDES* em 2004, o Brasil estaria relativamente bem preparado para absorver um novo choque do preço do petróleo ou até mesmo uma diminuição da produção mundial após o pico de produção. Um fator é a participação acentuada da geração hidrelétrica renovável na matriz energética. No caso de elevação do preço do petróleo, a grande parcela de geração hidrelétrica no Brasil deverá contribuir para a maior competitividade da economia (ROSA, S. E. S. da; GOMES, 2004, *online*).

Outro fator é a auto-suficiência na produção de petróleo, que ocorreu em 2006. Num cenário de escassez da oferta, a produção nacional seria suficiente para atender à demanda e evitaria que o país fosse obrigado a comprar petróleo com preço elevado no mercado internacional. Um terceiro fator de vantagem relativa do Brasil é a recente descoberta de grandes reservas de gás natural na Bacia de Santos e a previsão de aumento de sua participação na matriz energética nacional. O gás natural é mais abundante que o petróleo no mundo e vem substituindo seus derivados com vantagens em diversas áreas (geração de energia, transporte etc.). No Brasil, o esforço de aumento das redes de distribuição e transporte deve ser ampliado, visando maximizar a possibilidade de substituição de derivados de petróleo pelo gás natural (vale ressaltar que o BNDES está financiando ou analisando uma série de projetos de infra-estrutura que visam à ampliação das redes de transporte e distribuição). Finalmente, o Brasil possui uma grande vantagem competitiva na produção de energia a partir de fontes alternativas e renováveis, como o álcool e o biodiesel. Por outro lado, no caso de um choque do preço de petróleo, causado por fatores conjunturais ou por escassez de oferta, existem dois fatores principais de fragilidade da economia

brasileira: o atual nível de endividamento externo e a concentração dos transportes no modal rodoviário, conforme mostra a figura 20.

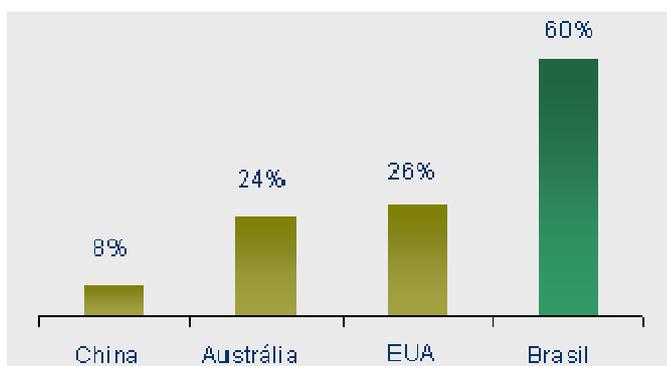


Figura 20 - Participação do Modal Rodoviário na Matriz de Transportes – Comparação entre Brasil e outros países de grande extensão territorial

Fonte: PROJECT design document... ([c.a. 2004], p. 11, *online*).

No que diz respeito ao endividamento externo, os choques de preços de petróleo, no passado, foram acompanhados por grande elevação das taxas de juros em todo o mundo, visando conter a disseminação do aumento dos preços de petróleo e derivados para o resto da economia, sob a forma de inflação. Esse movimento agravou, principalmente, a situação de países como o Brasil, cujas dívidas se multiplicaram pela necessidade de importar derivados de petróleo caros e pelo pagamento de juros elevados. No caso de ocorrer um novo choque de preços, possivelmente a elevação dos juros não se repetirá na mesma magnitude dos choques anteriores. Isso se as autoridades monetárias nacionais decidirem que os efeitos recessivos do aumento dos juros, quando associados a um aumento de preços de petróleo (que por si só já é um fator de restrição da capacidade de gasto), podem ser desastrosos para as economias nacionais.

A concentração no transporte rodoviário de cargas e de passageiros, por sua vez, pode aumentar o efeito multiplicador de um choque de preços de petróleo na economia brasileira, porque a enorme frota de caminhões e ônibus depende quase que exclusivamente do suprimento de diesel, derivado de petróleo. Embora o transporte rodoviário apresente uma série de características positivas, como flexibilidade, disponibilidade e velocidade, o modal rodoviário possui um conjunto de limitações que crescem de importância em um país como o Brasil, caracterizado por sua dimensão continental e uma forte participação de bens primários na formação do produto interno bruto. Dentre as principais limitações do modal

rodoviário, destaca-se a baixa produtividade, pequena eficiência energética, níveis elevados de emissão de poluentes atmosféricos e menores índices de segurança, quando comparado com outros modais alternativos. O desenvolvimento de outros modais (ferroviário, marítimo e fluvial) é fundamental, pois podem utilizar diferentes combustíveis ou energia elétrica gerada de fontes diversas e, além disso, possui uma eficiência energética maior. Portanto, economias neles baseadas terão custos de transporte mais baixos. Nesse aspecto, o Brasil tem muito que avançar, pois mais da metade da carga transportada no país é realizada através de rodovias, conforme dados da Universidade Federal do Rio de Janeiro ([UFRJ], 2002, *online*).

Em síntese, o país deve se preparar para um cenário de escassez de oferta de petróleo, que provavelmente está próximo. Serão necessários diversos investimentos em infra-estrutura, principalmente no transporte e distribuição de gás natural, na prospecção e exploração de novas áreas de extração de petróleo e no transporte ferroviário, marítimo e fluvial. Desse modo, poderão ser absorvidos os efeitos de um novo choque de preços de petróleo, sem que haja reflexos danosos maiores à economia nacional.

Somando-se a isso, nesse cenário o Brasil poderá desenvolver vantagens comparativas importantes, relacionadas às características específicas da sua matriz energética e ao desenvolvimento de fontes renováveis de energia (ROSA, S. E. S. da; GOMES, 2004, *online*).

2.5.4 Geração de Energia com Gás Natural

Em termos globais, as reservas de gás são maiores que as de petróleo. O gás natural é apontado como uma alternativa energética importante para o futuro próximo (MACEDO, 2003). É a fonte de energia que mais se assemelha ao petróleo. O gás natural pode inclusive substituir a gasolina em motores à combustão, desde que sejam feitas pequenas adaptações.

As reservas de gás, a nível mundial, poderiam adiar a crise de oferta de energia. No entanto, esses investimentos são elevados, principalmente para viabilizar o transporte em longa distância, através de gasodutos ou de navios de GNL. As reservas estão crescendo ao longo do tempo, e a relação reservas/produção de gás é suficiente para mais de 60 anos. Os grandes usuários de gás natural são as usinas termelétricas, e as grandes indústrias, setores de comércio, serviços e o setor domiciliar.

A conversão de gás natural em líquidos (GNL), no futuro poderá alcançar bons resultados técnicos, e sua viabilidade econômica aumentará. Neste caso, poderá viabilizar a produção em campos de gás isolados, ou substituir gasodutos longos e outras aplicações, inclusive em plataformas *offshore*. Em termos mundiais, o principal problema é um crescente descasamento entre os centros produtores e os consumidores, o que provoca um aumento da necessidade de transporte marítimo de GNL, além do risco geopolítico nas regiões produtoras.

Os Estados Unidos desenvolveram um plano nacional de energia como resposta à crescente percepção de que a infra-estrutura nacional de geração de energia se tornaria superdependente de um só combustível, ou seja, do gás natural. O gás natural é um combustível que apresenta variações dramáticas de preço devido a problemas do fornecimento e de infra-estrutura, tanto nos Estados Unidos, quanto em outras regiões do mundo (MCCUTCHEON, 2003).

No Brasil, a participação do gás natural na matriz energética nacional vem crescendo, apesar do preço elevado do gás importado da Bolívia e dos gargalos de infra-estrutura e de regulação do mercado. O gás natural no Brasil é responsável por cerca de 3% da produção de energia primária. A política energética nacional prevê o uso de 12% deste insumo na matriz energética brasileira até 2010. Para expandir o mercado de gás natural, é necessário expandir e interligar as malhas de gasodutos; além disso, deve ser agilizada a produção dos campos da Bacia de Santos (MAGALHÃES JÚNIOR, 2005, *online*).

A relação reserva/produção (r/p) de gás natural (GN) vem se mantendo por quase 20 anos no nível de há 30 anos. Entretanto, a relação reserva/consumo (r/c) em 2004, já era de 17 anos. Ou seja, para que haja uma expansão sustentada da participação do GN na matriz energética brasileira, com base na produção exclusivamente nacional, seria necessário um incremento significativo nas reservas locais (ALVIM; VARGAS, 2005, *online*).

“Não há perspectiva de auto-suficiência em gás natural.” Esta foi a constatação feita pelo gerente-geral de Planejamento e Avaliação Empresarial da Petrobrás, Sydney Granja Afonso, durante um evento da Câmara de Comércio Americana (Amcham), dia 24/04/2006. Ressaltou que o Brasil ainda tem uma grande dependência do gás boliviano, apesar da auto-suficiência em petróleo. Ele citou uma projeção feita pela estatal para 2010. Nesse estudo, que excluiu a participação da Venezuela, a petrolífera chegou à conclusão de que a América do Sul deverá ter um déficit de 42,2 milhões de metros cúbicos por dia em gás natural. Só o Brasil precisará importar, em 2010, 45 milhões de metros cúbicos de gás por dia contra atuais 26 milhões, levando-se em conta um consumo de 115,4 milhões de m³ contra uma oferta de 69,6 milhões de m³ do gás natural. Segundo Granja, desse déficit de 45,8 milhões de m³, aproximadamente 30 milhões de m³ já estariam contratados por meio do gasoduto Brasil-Bolívia. Entretanto, faltariam cerca de 15,8 milhões de m³ para poder suprir a demanda. Uma alternativa de solução é o Gasoduto Sul-Americano entre Venezuela-Brasil-Argentina. O estudo sobre viabilidade do empreendimento está em andamento. Se for aprovada pelas equipes de estudo do Brasil, Argentina e Venezuela, o projeto poderá entrar em operação em até sete anos, segundo estimativa da Petrobrás (PETROBRÁS: não há perspectiva..., 2006, *online*).

Em 31 de dezembro de 2005 as reservas provadas de gás eram de 306.394 milhões de metros cúbicos, conforme critério da “*Securities and Exchange Commission*” (SEC) (ANP, 2006, *online*).

Uma questão importante é o dimensionamento da demanda futura brasileira de GN. Na situação atual, em termos de energia primária, a participação do GN na matriz brasileira é de 9,3% da energia comercial (BRASIL, 2006d), enquanto que a média mundial é de 24%. Ou seja, uma participação da mesma ordem no Brasil corresponderia a um consumo de aproximadamente 50 bilhões de m³/ano ou cerca de 140 milhões de m³/dia. Considerando o crescimento energético para o período 2000-2035 no Brasil, com metodologia baseada no conceito de energia equivalente para um cenário moderado de crescimento econômico. O crescimento do consumo energético seria de 4,7% ao ano. Supondo o mesmo crescimento da demanda potencial de gás natural e que a participação na matriz atingisse a média mundial, a demanda brasileira seria de 65 bilhões de m³/ano em 2010 e poderia chegar a superar 140 bilhões em 2020. Se as reservas brasileiras estiverem no limite estimado de 1,5 trilhões de m³ (reservas descobertas e a descobrir) parece conveniente e prudente poder usar

as reservas externas dos vizinhos (ALVIM; VARGAS, 2005, *online*). A figura 21 mostra para o período de 1970 a 2005 a evolução do consumo reservas e demanda de gás natural no Brasil. Observa-se na figura o descolamento das curvas de produção e consumo a partir do ano 2000 e a redução da relação reserva/produção.

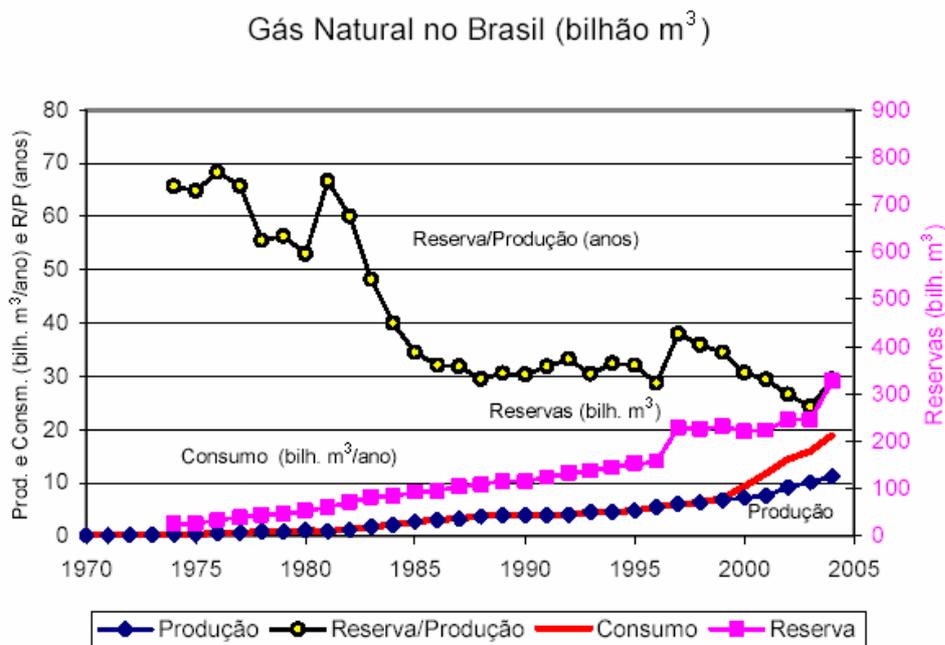


Figura 21- Evolução da Produção, Reservas e Demanda de GN no Brasil
Fonte: Alvim e Vargas (2005, *online*).

A tabela 6 mostra os dados de disponibilidade e consumo de gás natural na América do Sul e Central.

Na análise da tabela 6 verifica-se que o Brasil detém, no momento, só 4,8% da reserva de GN na América Latina. Destaca-se a Argentina com as reservas no limite de segurança se aproximando de dez anos, na relação entre reservas e consumo. Fato que significa não haver excedentes para exportação de GN em seu território, no momento, com risco de se tornar importadora no futuro. As maiores reservas com potencial para exportação estão na Venezuela e na Bolívia.

Tabela 6 - GN na América do Sul e Central em 2004 (bilhão de m³)

País	Reserva	Participação	Produção Anual	Consumo Anual	Produção-Consumo	R/P
Unidade	10 ⁹ m ³	%	10 ⁹ m ³ /ano	10 ⁹ m ³ /ano	10 ⁹ m ³ /ano	anos
Argentina	605	8,8	44,9	37,9	7	13,5
Bolívia	890	13,0	8,5	1,4	7,1	104,7
Brasil	326	4,8	11,1	18,9	-7,8	29,4
Chile				8,2	-8,2	
Colômbia	110	1,6	6,4	6,3	0,1	17,2
Equador		0,0		0,1	-0,1	
Trinidad Tobago	533	7,8	27,7	11,3	16,4	19,2
Venezuela	4219	61,6	28,1	28,1	0	150,1
Outros América do Sul e Central	170	2,5	2,5	4,9	-2,4	68,0
Total América do Sul e Central	6853	100	129,1	117,9	11,2	53,1

Fonte: Alvim e Vargas (2005, *online*).

A participação da Petrobrás na Bolívia começou em 1995, quando foi criada a Petrobrás Bolívia, cujas operações começaram em 1996. A estatal brasileira é a maior empresa da Bolívia, responde por 20% do PIB boliviano e importa grande quantidade de gás do país (TERMOELÉTRICAS são a alternativa..., 2005, *online*). Entretanto, os empreendimentos na Bolívia estão sendo afetados pelas crises políticas, configuradas naquele país, que tiveram três presidentes em três anos. Além disso, a nova Lei dos Hidrocarbonetos, na Bolívia, aumentou para 50% a taxa sobre empresas estrangeiras na área de gás e acrescentam novos entraves à viabilização dos projetos (PETROBRÁS vai retomar..., 2006, *online*).

Quanto à garantia de fornecimento de gás através do gasoduto já começou a apresentar problemas e preocupações. Isso está ocorrendo pela instabilidade política da Bolívia e pelo sentimento de preservação das reservas de gás para uso interno por parcela significativa do povo boliviano.

As notícias veiculadas na imprensa, a exemplo das citadas a seguir, demonstram o problema:

A crise institucional da Bolívia pode começar a prejudicar as exportações de gás para o Brasil mais cedo do que supunham as autoridades brasileiras. As manifestações no País começaram a impedir o transporte de Líquido de Gás Natural (LGN) pelos gasodutos da Transportadora de Hidrocarbonetos (Transredes). Caso a crise se agrave, o Brasil arcará com a responsabilidade do pagamento, aos bancos, de R\$ 7,8 bilhões investidos nos gasodutos (compromisso assumido pela Petrobrás). Além disso, a Bolívia perderá uma receita de R\$ 1,04 bilhões por ano (ANEEL: regras claras..., 2005, *online*).

Neste contexto, o presidente da Petrobrás, José Sérgio Gabrielli, disse que devido ao alto consumo do gás no País e a baixa capacidade de produção nacional, a estatal poderá realizar a conversão das nove termelétricas da Petrobrás em multicomcombustíveis (óleo/gás/biomassa), que demandará investimentos entre US\$ 150 milhões a US\$ 200 milhões. Essa conversão tem o objetivo de garantir a geração de energia, mesmo com a falta de gás (SETOR Elétrico..., 2005, *online*). Gabrielli ressaltou, no entanto, que a utilização de fontes alternativas de combustíveis será adotada de acordo com a condição técnica de cada térmica. “Essa solução, no entanto, destina-se a necessidades temporárias porque é inviável operar 100% do tempo com combustíveis alternativos”, ressaltou (GABRIELLI admite que gás..., 2005, *online*).

Os acontecimentos recentes na Bolívia já tiveram reflexos motivando a Petrobrás a rever o projeto do gasoduto do nordeste (GASENE), bem como outros investimentos em termelétricas e em instalações industriais. Por outro lado, a avaliação da Petrobrás parece ser de que a taxa boliviana não elimina a rentabilidade do empreendimento já realizado naquele país e o volume de gás já inventariado garantiria o abastecimento pelo tempo necessário para amortizar os investimentos já realizados (ALVIM; VARGAS, 2005, *online*).

Conforme Alvim e Vargas (2005, *online*), nas condições mais adversas existem riscos inerentes ao sistema de transporte usual (gasoduto), seja resultante de causas naturais e técnicas ou por atos de sabotagem. Com efeito, a defesa de uma instalação que se estende por milhares de quilômetros (557 km na Bolívia) contra atos de guerra é virtualmente inviável.

Cabe citar o artigo *O gás natural da Bolívia: riscos e oportunidades* que transcrevemos em parte, que analisa os potenciais futuros concorrentes pelo GN boliviano (ALVIM; VARGAS, 2005, *online*).

Bolívia - Naturalmente, a própria Bolívia terá prioridade no uso de seu gás. Seu consumo de energia primária comercial em 2002 (dados IEA) era equivalente a 4,8 bilhões de m³/ano dos quais 27% verdadeiramente em GN. Supondo que a participação do GN na matriz boliviana atingisse 55% (caso atual da Argentina) ter-se-ia um consumo limite de 2,4 bilhões de m³, ou de 2,8 bilhões no ano de 2004 (admitindo-se um incremento de 8%). Se a atividade econômica dobrar em dez anos (crescimento de 7% ao ano do PIB) e a demanda energética acompanhar esse crescimento, o consumo boliviano será apenas de cerca de 5 bilhões de m³/ano, restando pois um potencial de exportação de cerca de 40 bilhões de m³/ano. **Argentina** - Nos anos noventa, como se viu anteriormente, a Argentina se considerava um exportador de gás natural para as décadas seguintes. Sua infra-estrutura foi especialmente preparada para isso, estabelecendo-se ligações com o Chile e o Brasil. No entanto, a Argentina apresenta razão reserva/produção já próxima do limite mínimo estrategicamente aceitável de dez anos. Os planos de livre exportação da Argentina surgiram na expectativa – afinal não concretizada – de que a privatização ocorrida conduzisse a um rápido aumento das reservas. Sendo assim, o mais provável é que a Argentina se concentre nos próximos anos no atendimento de suas próprias necessidades e ao cumprimento (se possível) dos contratos de exportação já firmados.

A inusitada participação do GN na sua matriz energética leva a considerar que existe margem para alguma redução no ritmo crescimento da demanda de GN na Argentina verificado nos últimos anos. Nos últimos 20 anos a sua reserva não sofreu acréscimo significativo, ao passo que a produção e o consumo cresceram sistematicamente.

Chile e outros países da América do Sul - Note-se, desde logo, que o Chile é inteiramente dependente do GN importado da Argentina. Além disso, apresenta uma participação importante do GN em sua matriz energética (29%). Tendo em vista a ausência de produção própria, seu consumo anual deve ser suprido por seus vizinhos a menos de venha a recorrer à importação do GNL para seu abastecimento. As reservas do Peru são a opção mais evidente depois da Bolívia. Esta circunstância o torna particularmente vulnerável às atuais pressões da Bolívia, que usa o GN como instrumento da projetada reconquista de seu acesso ao mar. As necessidades anuais do Chile são atualmente de cerca de 8 bilhões de m³/ano. O terceiro país em demanda potencial na América do Sul é a Colômbia; atualmente, sua produção é suficiente apenas para o atendimento de sua demanda interna. Para o futuro, a Colômbia poderia dispor do GN dos vizinhos Peru e Venezuela havendo, para este último, a necessidade de superar os problemas políticos que hoje ocorrem entre os dois países.

EUA e outros países desenvolvidos – A barreira da distância que limita o comércio de GN para países mais afastados será vencida na medida em que o preço do GN transportado na forma liquefeita em navios criogênicos tornar-se viável (GNL). A propósito, note-se que, a partir de 2003, o preço do GNL importado pelo Japão colocou-se abaixo do preço médio praticado nos EUA para gás encanado. No caso da América do Norte, as reservas conhecidas de GN são similares às da América do Sul para uma demanda potencial pelo menos dez vezes maior. Os EUA já importam GNL de Trinidad Tobago (13,1 bilhões de m³/ano em 2004). A possibilidade de exportar GNL para os EUA está sendo considerada pela Bolívia, mas esbarra na dificuldade de não dispor de um porto. Aliás, um dos problemas que levou o Presidente Meza à renúncia foi a feroz oposição popular a um acordo da Bolívia com o Chile para exportar o GN utilizando um porto daquele país. Deve ser notado, no entanto, que por mais que se reduza o custo da criogenia e do transporte, ele sempre será maior do que o correspondente ao transporte por um gasoduto para o Brasil ou Argentina. Assim a opção boliviana pela criogenia sempre vai perder para a opção Brasil, pois, a preços finais iguais, restará uma renda menor para a Bolívia. A outra opção existente para a exportação de gás para destinos distantes é sob a forma de combustíveis líquidos GTL (gasolina, diesel, nafta e outros derivados) a partir do gás natural. Este processo, no entanto, deverá ser adotado, em primeiro lugar, em países onde praticamente inexiste opção econômica para o uso do GN associado produzido (ALVIM; VARGAS, 2005, *online*).

2.6 Geração de Energia com Carvão Mineral

Embora nos últimos trinta anos, a porcentagem do carvão na matriz energética permanecesse a mesma, a produção anual de carvão mais que dobrou passando de dois bilhões de toneladas/ano para aproximadamente 5,4 bilhões de toneladas/ano, dados, que demonstram um aumento anual composto de 3%. Apesar disso, o percentual de carvão produzido pelas regiões desenvolvidas do mundo foi reduzido significativamente. Conforme a OECD (2005) a produção de carvão se reduziu de 50% em 1973 a 35% em 2003.

Oitenta por cento da produção de carvão é consumida no próprio país, onde foi produzido, fato que evidencia que houve um incremento significativo desse combustível, nos países em desenvolvimento. No ano de 2004, o consumo do carvão cresceu 9,4%. A demanda na China cresceu 15%, na Rússia 7%, no Japão 5% e nos EUA 2,6% (IEA, 2004).

O carvão fornece em torno de 24% da energia primária consumida no mundo e em torno de 40% da eletricidade do mundo (IEA, 2006a, *online*).

Nos países em desenvolvimento a taxa é mais elevada. Na China 77% da eletricidade é gerada da queima do carvão, na Índia 75% e na África do Sul mais de 90%. Os países com a economia mais desenvolvida, tais como os EUA, a Austrália e a Alemanha continuam também a usar o carvão para a geração de eletricidade. Isso ocorre também nos países, da parte da união européia ampliada, conforme a BP (2005). [. . .] O carvão é também uma matéria prima chave na produção do aço. Em torno de 66% do aço fabricado no Mundo depende do carvão sendo utilizado cerca de 545 milhões de toneladas de carvão por ano para a sua fabricação. Além disso, o carvão é usado também nas indústrias do aço e do cimento como fonte energética. (WCI, 2005a, *online*).

A importância do carvão na matriz elétrica mundial e também na geração elétrica mundial, respectivamente com participação de 24,4% e 40,1% pode ser verificada na figura 22:

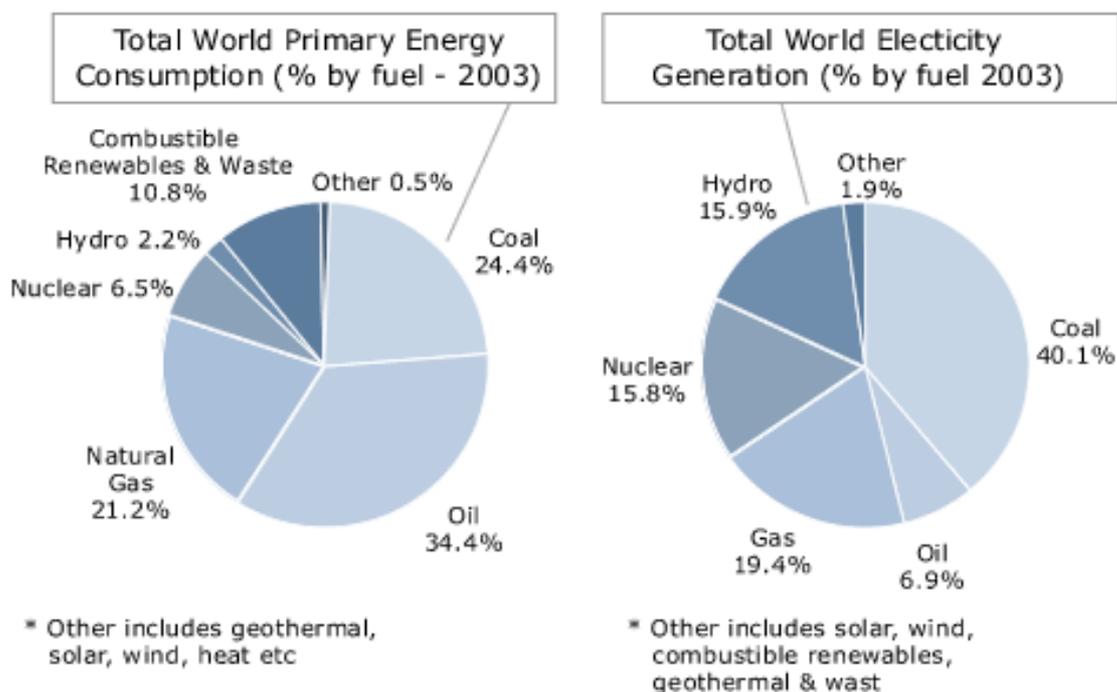


Figura 22 - Matriz de energia primária e de energia elétrica no mundo
 Fonte: WCI (2005b, *online*).

O papel do carvão na geração de energia e o seu valor para o desenvolvimento econômico e social dos povos são evidentes. Somente na China, nos últimos 20 anos, a eletricidade foi disponibilizada para cerca de 700 milhões de pessoas. Na China a taxa de eletrificação atual é de 99%, sendo 79% com o emprego do carvão. A eletrificação foi vital na política de redução da pobreza. Deve ser lembrado que a China, nos últimos 15 anos, manteve uma taxa anual de crescimento na economia de 9,1%. Na África do Sul, a taxa de eletrificação foi quase dobrada em uma década, de 35% para 66%, com 93% da geração elétrica baseada no carvão. Esta taxa de eletrificação de 66% evidencia um contraste com os indicadores do resto da África (Sub Sahara), que sofre com uma taxa média de eletrificação de pouco mais de 10%. Nestes países (Sub Sahara), ao redor 575 milhões de pessoas continuam a utilizar a biomassa para a geração de sua energia (BP, 2005).

2.6.1 As Reservas Mundiais de Carvão Mineral

"As reservas prospectadas de carvão mineral são muito grandes, principalmente se comparadas com as de petróleo e gás natural." (WCI, 2005a, *online*). Conforme International Energy Outlook 2006, as reservas de carvão mineral, ao final do ano de 2004, estavam estimadas em 1,001 bilhões de toneladas. (IEA, 2006a, *online*).

"Ao nível atual de produção, as reservas de carvão têm vida útil de 164 anos. Este número contrasta com as reservas provadas de petróleo e de gás que têm, respectivamente 41 e 67 anos. Além disso, as reservas de carvão estão mais distribuídas no planeta." (WCI, 2005a, *online*).

Outra referência que deve ser citada é a da IEA que cita o total das reservas recuperáveis de carvão no mundo por volta de 1,001 bilhões de toneladas, suficientes para, aproximadamente 180 anos aos níveis atuais de consumo (2006a, *online*).

2.6.2 Reservas de Carvão Mineral no Brasil

As reservas conhecidas de carvão mineral concentram-se principalmente nos três Estados do Sul do Brasil, que juntos somam 99,97% dos recursos identificados de carvão no Brasil, sendo 89,27% no Rio Grande do Sul, 10,38% em Santa Catarina e 0,32% no Paraná (tabela 7).

Tabela 7 - Reservas Brasileiras de Carvão Mineral

Estado	Medida	Indicada	Inferida	Total
Maranhão	1,1	1,7		2,8
Paraná	4,6			4,6
São Paulo	3	1,8	1,4	6,2
Santa Catarina	1.424,8	601,5	217,2	2.243,5
Rio Grande do Sul	5.280,8	10.100,3	6.317,1	21.698,2
Total	6.714,3	10.705,3	6.535,7	23.955,3

Observação: Valores x 10⁶
 Fonte: Brasil (2006e, *online*).

As reservas de carvão brasileiras são constituídas por carvões que, de acordo com a classificação internacional, variam do tipo sub-betuminoso até carvões betuminosos de alto volátil. Nas camadas brasileiras é normal a ocorrência de intercalações de siltitos estéreis que dependendo do mercado necessita de beneficiamento e redução de produtos vendáveis. Além disso, ocorre a presença de matérias minerais disseminadas na matriz carbonosa, responsáveis pela alta cinza dos produtos. O teor de enxofre contido nos carvões varia desde menos que 1% a mais de 7%, com uma tendência a aumento gradual de sul para norte, em direção do Rio Grande do Sul para o Paraná. Ocorrem, tanto sob a forma de pirita (Fe₂S), como na sua forma sulfática e orgânica. A maior parte dos carvões, por suas características, tem vocação para uso local como energético. Entretanto, as reservas contidas nas camadas Barro Branco e Irapuá, em Santa Catarina, são capazes de produzir frações metalúrgicas utilizáveis na Siderurgia Nacional, como já aconteceu no passado. Da mesma forma, estudos preliminares na jazida de Santa Terezinha e Morungava/Gravataí, no Rio Grande do Sul, apresentam como resultado, rendimentos de uma fração metalúrgica até superiores às das jazidas exploradas em Santa Catarina (BRASIL, 1986a).

2.6.3 Previsão de Consumo de Carvão até 2030

Conforme Barbara N. Mckee (2003), Diretora do Departamento de Energia dos Estados Unidos, a utilização da energia elétrica crescerá rapidamente nos próximos 30 anos e a maior parte desse aumento será no uso do carvão. O aumento do uso da energia entre 2003 e 2030 está estimado em 71% (IEA, 2006a, *online*).

Conforme as projeções do *International Energy Outlook 2006*, no caso de referência, o consumo mundial de carvão deverá dobrar dos 5,4 bilhões de toneladas consumidas em 2003 para 10,6 bilhões de toneladas em 2030. O consumo de carvão deverá crescer cerca de 3% ao ano de 2003 a 2015, passando então para um crescimento anual de 2,0% ao ano, de 2015 a 2030. No ano de 2030, o percentual do carvão na matriz de geração elétrica mundial será 41%, a mesma de 2003 (INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK..., 2006).

Em muitas regiões, o carvão é às vezes a única fonte de energia economicamente viável. Diante dessa situação, o verdadeiro desafio enfrentado pelas populações é o acesso a uma energia sustentável. Isso significa a necessidade de fazer progressos simultâneos nos três princípios básicos do desenvolvimento sustentável:

- a) segurança e prosperidade econômica;
- b) desenvolvimento social;
- c) proteção ao meio ambiente.

Estes fatos conjugados proporcionarão grandes mercados para todos os países produtores de carvão. Conforme as estimativas, somente a China será responsável pela metade do aumento global da produção de carvão nos próximos trinta anos. Os outros principais produtores serão EUA, Índia e Austrália.

De acordo com o IEA, o investimento total necessário para a indústria do carvão até 2030 no mundo, incluindo o financiamento para minas, navios e portos, será por volta de US\$ 440 bilhões. Somente a China deverá absorver por volta de US\$129 bilhões,

aproximadamente 35% do total. Os investimentos serão para a substituição das unidades que atingiram a vida útil, para suprir o aumento de demanda, e para dar estabilidade ao mercado em crescimento. Se ainda for incluído o investimento no aumento da capacidade instalada de usinas termelétricas o valor se elevará para US\$ 1,7 trilhões (UNITED STATES, 2005).

O carvão é o combustível que poderá garantir a viabilidade econômica mundial, desde que se desenvolva como fonte limpa de energia. Eventualmente, algum combustível poderá substituir o carvão, mas até o momento não há tecnologia disponível de nenhum outro recurso que possa minorar a pobreza e fornecer energia confiável e segura, necessária ao bem-estar humano. Os governos e os políticos vão criar as leis e os regulamentos que determinarão o futuro da disponibilidade da energia nos países. Essa é uma tremenda responsabilidade. Serão decisões difíceis e que enfrentarão tremendos desafios políticos para implantar novas políticas energéticas. Entretanto, é um desafio que precisa ser enfrentado, pois determinarão o futuro das próximas gerações que herdarão o legado de energia e de políticas de investimentos que forem desenvolvidas. (MCKEE, 2003).

2.6.4 Consumo de Carvão e Meio Ambiente

Nos últimos 25 anos do século XX, as mudanças sociais e o impacto ambiental, provocado pela ampla utilização dos combustíveis fósseis, deram à indústria do carvão um lugar de destaque nas agendas políticas e ambientalistas. As questões relacionadas à chuva ácida e às mudanças climáticas globais têm sido atribuídas ao consumo do carvão como combustível. Neste contexto, é consenso, entre os especialistas, que o impacto das políticas e das tecnologias ambientais se configura como a principal incerteza para a projeção de demanda de carvão. As demandas futuras serão condicionadas pelos impactos de regulamentos do governo e das políticas de interesses ambientais (PHILIBERT, 2004).

Os governos precisarão atender as necessidades da sociedade, respeitando as suas características, com preços acessíveis e sustentabilidade ambiental. Neste contexto, como exemplo, deve ser citado os Estados Unidos, que lançaram o *Clean Air Act Amendments* em 1990, uma legislação complexa e abrangente que estabeleceu regulamentos para controlar a emissão de diversas fontes de energia, incluindo a do carvão. Também no início dos anos 90, nos Estados Unidos, foi publicado o *Clean Coal Technology Demonstration Program* com o objetivo de desenvolver tecnologias confiáveis, de baixo custo e favoráveis ao meio ambiente. Além disso, foi criado pelo Governo, em 2002, o *Clean Coal Power Initiative*, com um orçamento de dois bilhões de dólares para serem gastos em dez anos, no desenvolvimento de tecnologias eficazes, de proteção do meio ambiente e comercialmente viáveis na área do carvão. Iniciativas similares em outros países e a competição com outras fontes de energia, principalmente petróleo e gás natural, já estão produzindo resultados na indústria de usinas termelétricas, na redução dos impactos ambientais (NEMETH, 2003).

O World Coal Institute (2006a, *online*), cita algumas alternativas que devem ser encaradas como ponto de partida, cujo desenvolvimento e utilização permitirão o uso do carvão com menos agressões ao meio ambiente.

Beneficiamento do carvão – Lavagem, secagem e briquetagem do carvão. Essas operações podem reduzir o enxofre à cinza contida no carvão em até 50%, reduzindo as emissões de SO₂ e aumentando a eficiência térmica nas usinas. As plantas de beneficiamento de carvão, que são utilizadas em muitos países, poderiam ser padronizadas, como método de baixo custo, para melhorar a performance ambiental, em países do terceiro mundo.

Melhoramento da eficiência das usinas em operação - Melhorando as usinas com baixa eficiência é possível reduzir as emissões de CO₂ em até 22%. É uma opção simples com reduções de até 45% já atingidas em modernas termelétricas no Japão, USA, Rússia, China e Austrália.

Segundo a IEA (2004), com relação às emissões dos particulados, dióxido de enxofre (SO₂), e óxido de nitrogênio (NO_x), a indústria encontrou uma opção de melhoria ambiental e respondeu ao desafio com novas tecnologias. As emissões particuladas são tratadas agora com muitas operações através de vários métodos, tais como precipitadores eletrostáticos, filtros da tela e lavadores de particulados. As emissões do SO₂ estão sendo minimizadas e

em alguns casos eliminadas. As tecnologias estão instaladas atualmente em 27 países e possibilitaram enormes reduções nas emissões do SO₂.

Os lavadores a água, que é a tecnologia mais utilizada, podem conseguir a eficiência de remoção de 99% dos particulados. Nos EUA, onde o consumo de carvão aumentou quase 75% nos últimos 20 anos, as emissões do SO₂ reduziram aproximadamente 60% (WCI, 2006d, *online*).

As tecnologias para limitar às emissões de NO_x, estão sendo mais utilizadas agora, inclusive com o uso dos queimadores de baixo teor de NO_x, que podem conseguir reduções de 80 a 90% (WCI, 2006d, *online*).

Neste contexto, a indústria do carvão passou a reexaminar as suas práticas tradicionais, induzindo o aparecimento de novas tecnologias. Nos projetos das usinas de energia do futuro, por exemplo, são estudadas alternativas de instalação, nas proximidades, de indústrias que utilizem os efluentes resultantes da queima do carvão. Busca-se viabilizar alternativas que transformem os rejeitos em recursos para a produção de novos produtos, inclusive, gerando mais empregos.

A indústria do carvão é exemplo de sucesso na área de ecologia industrial. Em usinas movidas a combustível fóssil, os rejeitos do carvão e as cinzas voláteis podem se transformar em gesso, placas para a construção de paredes, material usado na pavimentação de estradas, tijolos e concreto. A água quente pode ser utilizada, por exemplo, para acelerar a época da desova nas atividades da piscicultura (ARAÚJO et al., 2003, *online*).

As necessidades ambientais deverão induzir desenvolvimentos e maior utilização das tecnologias avançadas, tais como plantas de leito fluidizado pressurizado (PFBC) e plantas de gaseificação integrada de ciclo combinado (IGCC), que em médio prazo, deverão reduzir as incertezas e resistências da sociedade para o consumo do carvão. Exemplos que podem ser citados são a China, onde a eficiência térmica média de toda sua capacidade instalada de queima de carvão é 27% e os países da OECD com eficiência média de 38%, que podem ser comparados com a eficiência das tecnologias avançadas que operam com níveis da eficiência de 45%, com reduções proporcionais nas emissões do CO₂. As plantas baseadas nestas novas tecnologias não são teóricas, pois já operam hoje nos EUA, na Europa e no Japão (IEA, 2004). Segundo James M. Ekmann (2003), Diretor Associado do Laboratório

Nacional de Tecnologias Energéticas do Departamento de energia dos Estados Unidos (DOE), no Seminário Internacional do Carvão, existem diversas tecnologias adaptáveis para países em diferentes estágios de desenvolvimento. Desde a lavagem do carvão por métodos convencionais, combustão com carvão pulverizado, combustão em leito fluidizado, além de vários processos destinados à redução das emissões, como a dessulfurização do gás de chaminé, filtros, etc. Todas essas tecnologias já foram aprovadas comercialmente e podem ser ainda mais desenvolvidas ao longo do tempo.

2.6.5 Tecnologias Limpas de Geração Elétrica a Carvão Mineral

Quando se pensa em geração termelétrica a carvão existe quatro alternativas básicas:

- a) caldeira a carvão pulverizado (PCC);
- b) caldeira de combustão em leito fluidizado circulante à pressão atmosférica (CFBC) com adição de calcário para retenção das emissões sulfurosas (SO_x);
- c) caldeira de combustão em leito fluidizado a alta pressão (PFBC);
- d) gaseificação de carvão acoplada a turbinas a gás em ciclo combinado (IGCC).

2.6.5.1 Caldeira a Carvão Pulverizado

As usinas termelétricas em operação, hoje no Sul do Brasil, seguem os conceitos representados nos anos 60 e 70 de usinas a carvão pulverizado. Uma usina termelétrica a carvão pulverizado conforme mostra a figura 23 é composta basicamente pelos seguintes sistemas:

- a) recebimento, estocagem e manuseio do combustível;
- b) sistema de combustíveis auxiliares;
- c) gerador de vapor e auxiliares;
- d) turbina/alternador e componentes do ciclo térmico;
- e) sistema de ar e gases;
- f) sistema de resfriamento;
- g) coleta, manuseio e descarte de resíduos sólidos;
- h) sistema controlador/ redutor de emissões gasosas;
- i) instrumentação de controle.

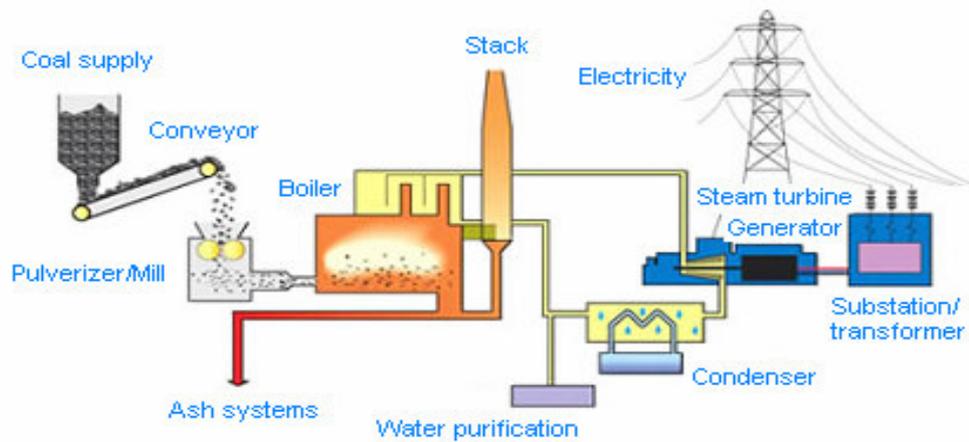


Figura 23 - Usina Termelétrica a carvão pulverizado (PCC)
 Fonte: WCI (2006e, *online*).

O carvão mineral é pulverizado através de processos de britagem e moagem, sendo depois transportado para os queimadores na caldeira da usina, por meio do ar de combustão.

A queima é realizada em suspensão e os gases da combustão escoam através da caldeira, trocando calor com as paredes e feixes da tubulação. Esse processo gera vapor de alta pressão que movimenta o conjunto turbina/alternador, pré-aquece a água da caldeira e o ar de combustão.

Depois de passar pela caldeira, os gases são conduzidos através de sistemas de purificação para a remoção de partículas NO_x e SO_x , sendo, após lançados na atmosfera.

O vapor em altas temperatura e pressão movimenta uma turbina de condensação acoplada a um alternador, gerando energia elétrica com a transformação de calor em trabalho através do Ciclo Térmico de Rankine. No Ciclo Rankine, o vapor gerado em alta pressão se expande na turbina, realizando o chamado trabalho útil. Quando é condensado, cede calor à fonte fria, retornando à caldeira após passar por etapas de aquecimento, tratamento químico e de desaeração, repetindo-se o ciclo.

A condensação do vapor é realizada através da troca de calor com uma fonte fria, geralmente água, cujo circuito pode ser aberto (curso de água reservatório, lago, rio ou mar), ou fechado, quando a água utilizada no condensador é resfriada em torres úmidas ou

secas (resfriamento a ar), sendo as alternativas para o circuito de resfriamento selecionados, em função da disponibilidade de água, espaço físico e de restrições de ordem ambiental.

Do condensador, acoplado à carcaça inferior da turbina, o vapor condensado à saída da turbina retorna para a caldeira, passando por etapas de tratamento/condicionamento, compostas de desaeração, injeção química, estágios de aquecimento e bombeamento. A partir deste estágio, o vapor soma-se à água de alimentação da caldeira, que é necessária para repor as perdas do ciclo.

Para a remoção de particulados dos gases de combustão são utilizados precipitadores eletrostáticos, cuja eficiência pode atingir níveis acima de 99,9%. Os resíduos sólidos, coletados no combustor e no sistema de controle de emissão de material particulado, podem ser comercializados (depende de mercado) ou dispostos em aterros controlados.

Na redução das emissões de NO_x geralmente são adotados queimadores tangenciais. Esses equipamentos são projetados para promover a combustão por estágios, com o alongamento do perfil e redução da temperatura da chama. Essa alternativa minimiza a formação do chamado NO_x térmico. Queimadores com essa concepção atingem limitação dos níveis de emissão de NO_x da ordem de 250 mg/Nm^3 . A opção por este tipo de queimadores também é econômica pois o custo é consideravelmente mais reduzido que a alternativa de remoção de NO_x com catalizadores (CARVALHO JÚNIOR; LACAVA, 2003, *online*).

A remoção do SO_x (dessulfurização) dos gases de combustão pode ser realizada por diversos processos. A seleção dependerá do teor de enxofre do combustível utilizado e dos níveis máximos das emissões estabelecidas pelos organismos oficiais de gerenciamento de controle ambiental.

Como referenciais, são adotados os processos de injeção seca de calcário na caldeira e sistemas do tipo *spray-dryer* com lama de cal/calcário. A eficiência de remoção do dióxido de enxofre dos gases excede 90% (COAL UTILIZATION RESEARCH COUNCIL, [entre 2000 e 2006], *online*).

Uma opção para a dessulfurização de gases é a de injeção de amônia líquida, uma vez que gera um subproduto vendável para a utilização na indústria de fertilizantes, que é o

Sulfato de Amônio. Essa alternativa tem limitações ambientais principalmente em razão do mau cheiro dos efluentes gasosos.

As usinas termelétricas convencionais que utilizam a tecnologia de carvão pulverizado (PCC) apresentam eficiência térmica entre 36 e 38%. Estes rendimentos, até por volta dos anos setenta, eram o máximo que se poderia obter numa usina de geração elétrica a carvão (LAKO, 2004, *online*). Entretanto, novos desenvolvimentos técnicos com materiais mais sofisticados permitiram a operação de plantas com eficiências significativamente mais elevadas (acima de 50%) com emissões mais baixas. Estas usinas, que já estão operando em países em desenvolvimento, são chamadas de termelétricas *Supercritical*. Estas usinas operam com temperaturas e pressões mais elevadas que as termelétricas tradicionais a carvão pulverizado, com altas eficiências térmicas, acima de 50%, e com baixo nível de emissões, incluindo CO₂. Mais de 400 usinas *Supercritical Plants* estão em operação no mundo, incluindo a China que já as considera como padrão (WCI, 2006a, *online*).

Em muitos países, as usinas *Supercritical* já são comerciais, com custos de capital pouca coisa superior às usinas convencionais mas apresentam menor custo de combustível devido a sua maior eficiência. Supercrítico é uma expressão termodinâmica que descreve um estado físico, onde não há uma clara distinção entre as fases líquida e gasosa.

Como evolução das *Supercritical Plants*, já existe a *Ultra-Supercritical Power Plant* (USC) que opera com temperaturas e pressões ainda mais elevadas e com eficiência térmica superior a 50% (WCI, 2006a, *online*).

As características atuais e as metas de performance de operação das usinas supercríticas, conforme Macedo (2003) em publicação do Centro de Gestão e Estudos Estratégico do Ministério das Minas e Energia do Brasil, denominado *Estado da arte e tendências tecnológicas para energia* são:

Atual - Pressão e temperatura de vapor na caldeira: entre 270 e 290 bar / entre 580 e 600 °C, duplo reaquecimento.

Metas para o ano 2010: Pressão e temperatura de vapor 300 bar/650 °C, 98% remoção de SO₂, 43% eficiência. Custo da energia gerada US\$ 850./kW (total).

Metas para o ano 2020: Pressão e temperatura de vapor: 350 bar/700 °C, 47% eficiência (PCS). Custo da energia gerada US\$ 800./kW.

2.6.5.2 *Combustão em Leito Fluidizado Circulante à Pressão Atmosférica “Fluidised Bed Combustion” (FBC)*

Os sistemas “FBC” podem reduzir as emissões de SO_x e NO_x em torno de 90% ou mais. A combustão em leito fluidizado à pressão atmosférica tem aumentado a participação no mercado, pelas melhores condições de atendimento às legislações ambientais, cada vez mais exigentes para limpeza de gases. Esta tecnologia de queima apresenta também maior flexibilidade e eficiência para diferentes características de combustíveis. Nos Estados Unidos, por exemplo, o sistema FBC está sendo usado de forma crescente em usinas termelétricas, para a queima e solução ambiental para áreas com antigos depósitos de rejeito de carvão.

Numa combustão em leito fluidizado, o carvão é queimado num reator pressurizado, onde o ar se mistura com o combustível num leito em movimento turbulento. A alta eficiência de queima permite uma operação com temperaturas menores que a convencional (combustível pulverizado). Com a elevação da pressão, o vapor direcionado para as turbinas gera eletricidade (WCI, 2006a, *online*).

A principal diferença entre as usinas com tecnologia de leito fluidizado e de queima pulverizada ocorre nos equipamentos e nos sistemas de movimentação dos combustíveis e reagentes. Nas unidades de leito fluidizado, a granulometria e a homogeneidade do combustível não necessitam ser tão aprimorados, quanto devem ser nas caldeiras de queima pulverizada, condição que permite arranjos de processos diferentes e mais simplificados nos sistemas de recebimento, estocagem e manuseio do combustível. As altas temperaturas de processo em torno de 1600 °C que ocorre na queima de carvão pulverizado fazem da radiação o agente mais importante na transmissão do calor na caldeira. No leito fluidizado,

o combustível é queimado, disperso em uma grande massa de sólidos particulados em movimento entre a fornalha e o ciclone. Esse processo acontece a uma temperatura entre 850 e 900 °C com menor transferência de calor por radiação. A eficiência energética é, entretanto, compensada pelas trocas térmicas que ocorrem por convecção. A transmissão por convecção acontece em função das trocas de calor, que ocorrem entre a grande quantidade de partículas movimentadas pelo ar e pelos gases de combustão em contato com as paredes de água. A temperatura do meio circulante média de 850 °C coincide com a temperatura na qual a eficiência das reações químicas de “dessulfurização” é máxima, resultando em menor consumo de calcário para a remoção de SO_x. O calcário é adicionado com a finalidade de proteção ambiental para a retenção do SO₂ que resulta da combustão do enxofre presente no carvão (XAVIER, 2004, *online*).

O processo permite grande flexibilidade operacional, pois os sólidos circulantes, dentro da caldeira, constituem uma massa que armazena muita energia sob a forma de calor. Essa quantidade térmica possibilita a sustentação da queima mesmo ocorrendo grandes variações nas características dos combustíveis.

O arranjo físico da planta de queima fluidizada à pressão atmosférica é muito similar aos das usinas térmicas convencionais; diferem, apenas, pelo desenho da fornalha e pela presença do ciclone.

A planta é composta, basicamente, pelos seguintes sistemas:

- a) recebimento, estocagem e manuseio de combustíveis;
- b) gerador de vapor e seus auxiliares;
- c) turbina /alternador e componentes do ciclo térmico;
- d) sistema de resfriamento;
- e) sistema de ar e gases;
- f) coletas, manuseio e descarte de resíduos sólidos da combustão;
- g) sistema redutor de emissões gasosas;

h) instrumentação e controles.

Na usina, o combustível é transportado para o gerador de vapor através de transportadores mecânicos ou pneumáticos.

A tecnologia de leito fluidizado pode apresentar um rendimento global superior ao de uma unidade de queima a carvão pulverizado, pois prescindem de sistemas de redução de emissões, necessários nas usinas convencionais. Também esse melhor rendimento decorre de menores consumos próprios dos combustíveis auxiliares, necessários na usina a carvão pulverizado para a sustentação da chama.

Nas usinas a leito fluidizado, depois de passarem pela caldeira, os gases de combustão geram vapor, pré-aquecem a água e o ar de combustão. Após esta etapa, os gases passam pelo sistema de limpeza para a remoção de particulados. O ventilador de tiragem induzida e a chaminé os lançam na atmosfera. Os gases de combustão podem também, na forma de vapor, serem reciclados para auxiliar na manutenção dos parâmetros do ar de “fluidização”.

Tecnologias de leito fluidizado:

Tecnologias de combustão em leito fluidizado em pressão atmosférica de (BFBC) e de leito circulante (CFBC)

Tecnologias de combustão em leito fluidizado pressurizado (PFBC) e de leito pressurizado Circulante (CFBC)

O leito fluidizado circulante (CFBC) é a tecnologia mais difundida e a que tem sido mais amplamente utilizada. O ciclo termodinâmico e a eficiência, de geração térmica, das usinas CFBC são semelhantes das de carvão pulverizado (PCC), entre 38% e 40% (WCI, 2006a, *online*).

Com relação a impactos ambientais, a combustão em leito fluidizado apresenta as seguintes vantagens sobre a tecnologia de queima pulverizada com dessulfurização:

Os combustores CFBC apresentam reduzida emissão de NO_x , pois operam com temperatura de combustão mais baixa. Valores típicos de emissão de NO_x estão em torno de 86 mg/GJ. Produz uma cinza seca de mais fácil manuseio. A captura do enxofre é realizada

a seco no interior do combustor, o que reduz custos operacionais em relação a outros processos de dessulfurização com lavadores de gases (WCI, 2006a, *online*).

Já estão disponíveis tecnologias comerciais, muito difundidas, para sistemas atmosféricos de leito circulante (CFBC), para carvão de alta cinza para usinas de até 250 MW (WCI, 2006a, *online*).

2.6.5.3 Combustão em Leito Fluidizado a Alta Pressão, “Pressurised Pulverised Combustion of Coal” (PFBC)

Combustão PFBC é a tecnologia que está em desenvolvimento, principalmente na Alemanha. Trata-se de uma tecnologia na qual uma nuvem de partículas aquecidas na combustão gera altas pressões e temperaturas de vapor. Este fluido é usado num ciclo combinado de duas turbinas para a geração de energia elétrica. Isto é possível, porque a temperatura dos gases de escape da primeira turbina é suficiente para movimentar uma segunda turbina. As unidades operam com pressão entre um e 1,5 Mpa e temperatura de combustão entre 800 e 900 °C (IEA, 2006b, *online*).

Ainda se encontra em fase de maturação tecnológica sendo considerada, porém como uma base evolutiva natural para a termelétrica a carvão. As dificuldades técnicas enfrentadas estão relacionadas aos sistemas de alimentação do carvão e calcário. Existem dificuldades também quanto aos sistemas de extração e manuseio das cinzas (MACEDO, 2003).

Os sistemas pressurizados (PFCB) são poucos. As usinas normalmente têm capacidade em torno de 80 MW, mas no Japão existem duas unidades em construção de 350 e 250 MW, respectivamente nas cidades de Karita e Osaki, com tecnologia de vapor supercrítica (IEA, 2006b, *online*).

2.6.5.4 Gaseificação de Carvão Acoplada a Turbinas a Gás em Ciclo Combinado “Integrated Gasification Combined Cycle Technology” (IGCC)

A gaseificação é uma tecnologia extensivamente usada na indústria química, que já existe há algumas décadas. Em alguns casos com produção simultânea de eletricidade, gás de síntese e hidrogênio. Esta tecnologia é também aplicada a carvão, com geração de combustíveis sintéticos “limpos”, porém ainda com emissão de CO₂ (MACEDO, 2003).

Apesar de bem sucedida, a gaseificação para fins de produção de energia, tem um custo inicial mais elevado, o que tem dificultado a sua difusão no mercado de eletricidade dos Estados Unidos. Além disso, o risco associado a novas tecnologias é uma grande preocupação para a razoavelmente conservadora indústria de geração de energia, que neste momento, está reestruturando seus regulamentos (GENTILE, 2003).

No sistema *Integrated Gasification combined Cycle Technology* (IGCC), o carvão não é queimado diretamente, mas reage com o oxigênio e com o vapor para formar o gás de processo “Syngas”, composto principalmente de hidrogênio e monóxido de carbono, que é submetido a uma limpeza para a remoção de todos os componentes de poluição, antes que cheguem ao meio ambiente. O gás pode também ser produzido a partir de uma combinação de carvão com outros produtos, como a biomassa, coque de petróleo ou sobras de rejeitos. O processo gera eletricidade e produz vapor para movimentar uma segunda turbina em ciclo combinado (WCI, 2006a, *online*).

A seleção de um processo de gaseificação de carvão deve levar em conta as características dos carvões que serão utilizados, a finalidade do gás e a escala de produção que a planta deve atender. O gaseificador pode ser de carvão pulverizado, com mistura de vapor e oxigênio produzido por uma planta de fracionamento do ar. Neste caso, as cinzas são retiradas sob a forma de escória líquida em temperaturas na faixa de 1500 a 1600 °C. Outra opção pode ser com um gaseificador de leito fluidizado circulante. Este processo, embora sacrificando em parte a qualidade do gás, reduz sensivelmente os investimentos e a complexidade operacional. Utiliza ar ao invés de oxigênio e promove a retirada do gás por via seca e abaixo de seu ponto de fusão.

A tecnologia IGCC (figura 24) já apresenta eficiência energética superior a 50%, com resultados significativos na área ambiental, com 95 a 99% das emissões de NO_x e SO_x removidas. Entretanto, mais importante que o estado atual do desenvolvimento de IGCC é o seu potencial de performance ambiental. Estimativas projetam o potencial de eficiência líquida da ordem de 56% para o futuro. Neste caso seria usado em combinação com turbinas a gás que possibilitariam reduzir ainda mais as emissões do CO₂, perspectiva que significará um grande impacto positivo na performance no uso do carvão. Apresenta, também, perspectivas de ser utilizada com as tecnologias de captura de CO₂ e fazer parte da futura “Economia do Hidrogênio” (WCI, 2006a, *online*).

Atualmente, já existem aproximadamente 160 plantas de gaseificação operando no mundo. As mais significativas pela tecnologia empregada: “ELCOGAS Puertollano” de IGCC, na Espanha, “Tampa Electric Polk” e Wabash River nos Estados Unidos. O Departamento de Energia dos Estados Unidos espera ao redor 16,5 GW de IGCC operando no país por volta do ano 2020 (WICKS; KEAY, 2004, *online*).

Conforme Brian Griffin (2003), ex-Presidente e Embaixador do Southern States Energy Board, em palestra no Seminário Internacional do Carvão, citando exemplos de tecnologias de queima limpa do carvão mineral que estão em operação: um dos mais bem sucedidos projetos, o da Tampa Electric Company’s Polk Power Station, completou suas operações de demonstração durante o ano de 2001. Esta usina a carvão, que usa o sistema de Ciclo de Gás Combinado, ou tecnologia IGCC, é conhecida como uma das mais limpas e eficientes do mundo. O seu excelente desempenho pode ser comprovado por vários fatores como, por exemplo, oferecer a possibilidade de se utilizar qualquer combustível proveniente do carbono, utilizando menos carvão, devido ao seu elevado índice de eficiência. Essas vantagens se traduzem em menos emissões de carbono e em custo mais baixo de eletricidade para os consumidores. Outra experiência bem sucedida no Sul dos Estados Unidos é o processo do Liquid Phase Methanol, localizado no Estado do Tennessee, no complexo da Eastman Chemicals-from-Coal, com uma operação quase sem problemas durante os 69 meses que durou o período de teste.

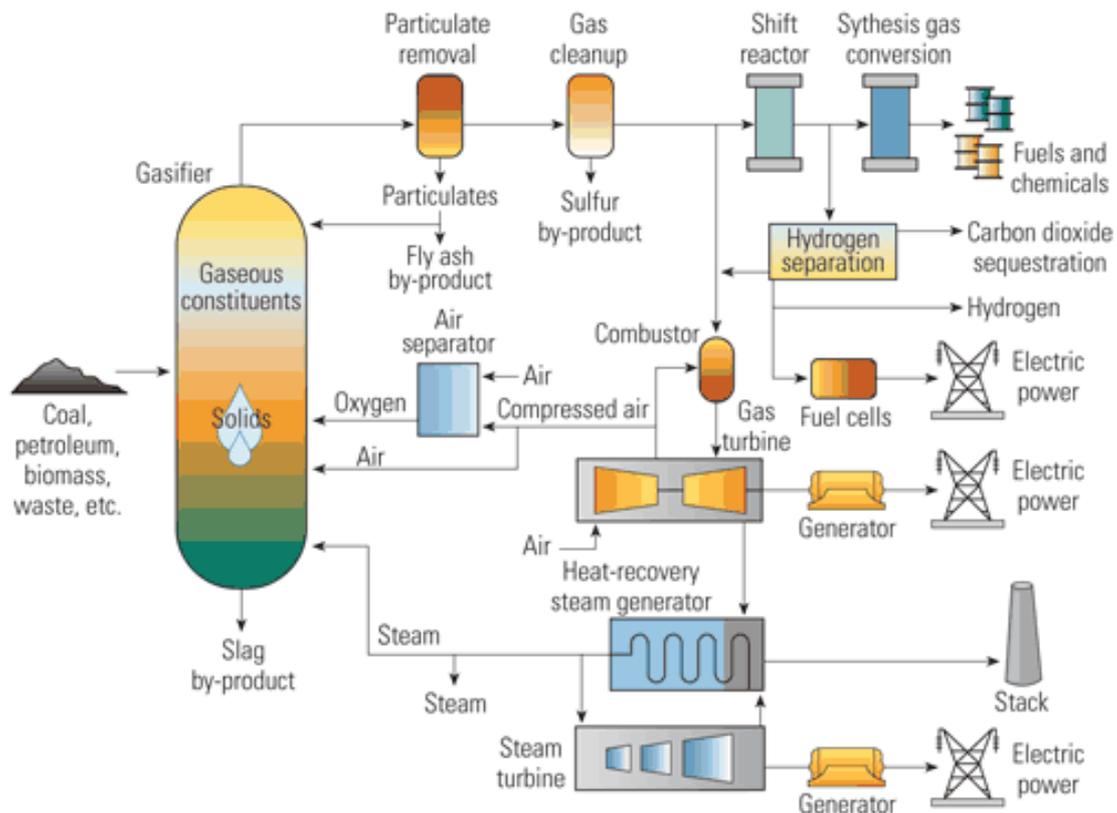


Figura 24 - Sistema Integrated Gasification Combined Cycle Technology (IGCC)
 Fonte: Power Business and Tecnology for the Global Industry (2006, *online*).

2.6.6 Futuro do Carvão – Outros Recursos, Tecnologias de Limpeza do Carvão

Todas as formas de produção de energia têm impacto sobre o meio ambiente. O objetivo é reduzir o impacto para um nível aceitável, especificado por regulamentos e padrões ambientais com restrições crescentes. O desafio está em realizar essa tarefa a um custo economicamente aceitável.

Os regulamentos ambientais referentes ao carvão são os que apresentam maiores desafios. Nos últimos 30 anos, o desenvolvimento de tecnologias de controle da poluição capazes de atender os padrões das emissões foram bem sucedidos. Ao mesmo tempo em que economizaram bilhões de dólares dos consumidores nos custos de adaptação, foram

desenvolvidos sistemas avançados de geração de energia com elevados índices de eficiência, tanto para o carvão quanto para o gás natural. Entretanto, o nível das restrições ambientais tem aumentado muito no que se refere às emissões das usinas de energia que trabalham em combustíveis fósseis. Mesmo assim, os combustíveis fósseis, embora muito questionados em termos ambientais, podem atingir critérios de segurança e são acessíveis. E mais, se tecnologicamente impulsionados pelos incentivos corretos, oferecem possíveis respostas para os problemas ambientais, por meio das tecnologias da queima limpa de carvão e da captura e armazenamento do carbono. Essas tecnologias têm um importante significado estratégico, embora possam surgir outras maneiras de se produzir energia sustentável e acessível durante o Século XXI (KEAY, 2003).

Conforme, James M. Ekmann (2003), Diretor Associado do Laboratório Nacional de Tecnologias Energéticas/DOE, duas questões básicas devem estar na linha de frente:

Metas diferentes para as usinas existentes. Para as usinas que já estão em operação, no curto prazo, devem ser buscadas tecnologias para controle do meio ambiente, realistas e compatíveis com a situação econômica do meio onde está instalada e que possam atender gradativamente as novas regulamentações, que são cada vez mais restritivas.

A longo prazo, deve ser buscada a energia com emissões quase zero de usinas que usem combustíveis limpos e capazes de gerenciar o CO₂. Este procedimento levará aos critérios de desempenho mais eficientes das usinas a carvão e, também, ao gerenciamento do carbono e da utilização da água.

Existem estimativas que em 2020 as novas tecnologias tenham conseguido remover até 95% do mercúrio. Com relação à remoção do SO₂, hoje da ordem de 98%, mas com possibilidade de chegar aos 99%. Também no que se refere ao NO_x e aos particulados, esperam-se reduções semelhantes. Os objetivos com relação ao material particulado (PM) para 2010 são de 99,99% de captura das partículas finas (COAL UTILIZATION RESEARCH COUNCIL, 2002, *online*).

A questão da disponibilidade é um aspecto muito importante e que as novas tecnologias deverão ser muito eficazes, limpas, confiáveis e disponíveis, para que possam ser postas em prática.

A água e a produção de energia estão intimamente ligadas. Muitos observadores acreditam que a água será o problema ambiental mais importante a ser enfrentado pelo mundo, nos primeiros 15 ou 25 anos deste século, e não apenas pela sua utilização na produção de energia. Mas, de acordo com essa linha de pensamento, qualquer problema com a água potável causa impacto nos sistemas de energia. Então, devem ser viabilizadas tecnologias que permitam elevados índices de produção de energia e redução do consumo de água (EKMANN, 2003).

2.6.7 Tecnologias da Emissão Zero

A finalidade das tecnologias de queima limpa de carvão é reduzir as emissões, principalmente as do CO₂ e outras emissões de particulados, traços de SO₂ e de NO_x.

Existem, em tese, diversas maneiras de redução das emissões de CO₂ durante a queima do carvão. Um método simples é o preparo adequado do carvão, que pode reduzir as emissões em até 5%. A construção de usinas mais eficientes pode levar a diminuições de 10 a 20%. Outras tecnologias podem conseguir reduções ainda mais elevadas. A eficiência da queima do combustível na caldeira é uma questão fundamental. O aumento da eficiência reduz o combustível (carvão) por unidade de energia produzida com proporcional redução de combustível e emissão de CO₂. Se a China dispusesse dos mesmos níveis de eficiência da Alemanha, a economia de CO₂ seria próxima à projetada pelo Protocolo de Kyoto (ZANCAN, 2004, *online*).

A Agência Internacional de Energia (IEA), por meio do “Working Party on Fossil Fuels”, começou a trabalhar, recentemente, em uma ambiciosa iniciativa para desenvolver e difundir as **ZETs ou as Tecnologias de Emissão Zero**.

Conforme Barbara N. Mckee (2003), Diretora do Departamento de Energia dos Estados Unidos, as tecnologias da “Emissão Zero” (ou ZETs) poderão ser a chave para um

desenvolvimento sustentável por meio do carvão, pois, pela primeira vez, permitirão usar os combustíveis fósseis de forma limpa. Além disso, apresentam um grande potencial para satisfazer as necessidades energéticas de outros países, uma vez que os rejeitos da queima do carvão oferecem flexibilidade para utilização em outros processos industriais.

Trata-se de uma ampla gama de tecnologias, para diferentes níveis de economias e para diferentes desafios ambientais. As tecnologias de queima limpa de carvão têm importância estratégica para que o mundo possa enfrentar simultaneamente a energia global e os desafios ambientais (EKMANN, 2003).

Conforme Mckee (2003), as *ZETs* do carvão são tecnologias muito diferentes das existentes. Não se trata do aperfeiçoamento de tecnologias existentes e, sim, de uma separação fundamental das tecnologias convencionais. “Aí jaz a oportunidade e o desafio. Os benefícios potenciais das tecnologias das Emissões Zero são imensos.”

A pesquisa e o desenvolvimento das *ZETs* já começaram em diversos países. Algumas organizações internacionais, como a *Energy Agency* e a *European Commission*, também estão envolvidas nessas atividades de pesquisa e desenvolvimento. Em alguns casos, os países estão trabalhando em conjunto. Vários projetos estão em andamento, cada um deles envolvendo aspectos diferentes do conceito de emissões zero.

As *ZETs* dizem respeito a todos os aspectos da utilização dos combustíveis fósseis, inclusive nos produtos finais que devem ser convertidos em valor agregado em outros processos, pois em termos ideais, o processo integrado não produz rejeitos. Devem reduzir os poluentes a um nível inofensivo, neutralizando os subprodutos sólidos ou convertendo-os em produtos úteis e seguros. Implica, também, em capturar o dióxido de carbono resultante desse ciclo e evitar que entre na atmosfera. É importante notar que todos os recursos energéticos serão necessários para fazer frente ao crescente aumento de demanda de energia.

Um caminho que está sendo trilhado pelos Estados Unidos envolve o desenvolvimento paralelo, pelo Departamento de Energia, de dois programas: o chamado “Vision 21” e o *Carbon Sequestration*, apresentados a seguir:

Vision 21 + Sequestro de Carbono = Emissões Zero.

O projeto “Vision 21” é um conceito de usina que produz energia fóssil muito eficiente e livre de emissões danosas. Essa usina terá flexibilidade na utilização de combustíveis, ou seja, poderá usar 100% de carvão ou carvão combinado com outros tipos de alimentação baseados em carbono. Será capaz de produzir energia com padrões de eficiência superiores a 60% e estará capacitada a gerar eletricidade e outros produtos resultantes da energia limpa.

Um dos conceitos mais promissores do “Vision 21” é gaseificação do carvão, por ser um dos sistemas de energia mais versáteis e flexíveis. O gás de processo, proveniente da gaseificação, pode ser utilizado como combustível limpo para gerar eletricidade e produzir outros combustíveis limpos, como o hidrogênio e produtos químicos de grande valor. O sistema pode produzir, ainda, calor de boa qualidade para utilização em processos industriais. A eletricidade proveniente do gás de processo é gerada em células combustíveis e turbinas de grande eficiência. O hidrogênio proveniente desse gás também pode ser separado e usado como combustível livre de carbono, para fins de transporte (GENTILE, 2003).

O Projeto “Vision 21” apresenta muitos desafios que estão sendo enfrentados, por meio de pesquisas, pelo Departamento de Energia, em conjunto com a indústria, os laboratórios e as universidades, e requerem o desenvolvimento e a formação de novos blocos tecnológicos, compostos pelos seguintes elementos: custo, eficiência, controles de emissões livres de poluição e confiabilidade.

Estes blocos prevêem o desenvolvimento de gaseificadores, sensores e controles mais eficientes, assim como de materiais anticorrosivos; e, também, de sistemas de remoção de poluentes, como o NO_x, os dióxidos de carbono, os particulados e, mais recentemente, o mercúrio, para se chegar às emissões zero. Visando altos rendimentos na geração de energia, deve ser desenvolvida a operação integrada e de baixo custo entre sistemas de turbinas e de células combustíveis. Conceitos avançados como as membranas de cerâmica para separar o hidrogênio do gás de síntese derivado do carvão parecem ser promissores. Se bem sucedidas, as tecnologias para a limpeza e separação do gás podem resultar em reduções de custo necessárias para ajudar a difundir a gaseificação do carvão no mercado.

Os cientistas e engenheiros que trabalham nas *ZETs* acreditam que essas tecnologias estarão técnica e economicamente disponíveis para uso comercial dentro de 20 anos. O

objetivo é alcançar custos compatíveis com os benefícios propiciados pela geração a carvão para que possam ser adotadas, em larga escala pelas grandes economias mundiais.

Ainda não está bem claro qual será o impacto das emissões zero nos países em desenvolvimento. De qualquer forma, a atividade econômica deve simplesmente ser auto-sustentável e dispor de excedentes que elevem o nível de vida. Os padrões ambientais ou níveis de eficiência dos países mais desenvolvidos não devem, de forma alguma, reprimir a infra-estrutura de energia dos países em desenvolvimento. O que deve haver é uma intensiva transferência de tecnologias existentes. Com isto, se diminui a emissão dos gases que provocam o efeito estufa.

As metas são factíveis, pois em menos de um século, a eficiência das usinas a carvão, passou de 8% para 38%, e está aumentando. A consequência foi o aumento da vida útil dos recursos, a redução de 80% nos níveis de emissão em cada unidade de energia produzida, e o declínio no preço da energia. Considerando-se ajustes devidos à inflação, um kilowatt de energia era vendido no início do século passado pelo equivalente a 3,89 centavos de dólar e atualmente é vendido pelo preço médio de 4,5 centavos de dólar. Estes números mostram que as melhorias alcançadas não oneraram o custo da energia para os consumidores (MCCUTCHEON, 2003).

2.6.7.1 Tecnologias de Captura do CO₂

Em 27 de fevereiro de 2003, foi anunciada a formação do *International Carbon Sequestration Fórum*. Trata-se de um fórum destinado a unir os governos de diversos países, visando focalizar suas atenções sobre o desenvolvimento das tecnologias do sequestro do carbono, de forma a diminuir os gases que provocam o efeito-estufa em todo o mundo.

O carvão consiste predominantemente de carbono e a sua combustão tem como consequência direta a produção de dióxido de carbono como produto derivado. Dessa forma, evitar as emissões de CO₂ é o desafio fundamental e mais difícil, pois não se trata de uma impureza e, sim, do principal componente do carvão, e daí as particularidades do desafio (EKMANN, 2003).

O CO₂ é um gás incolor e estável na condição ambiental. É emitido na combustão de combustíveis fósseis, na fermentação e na respiração de animais e pode ser recuperado de diversas maneiras. O CO₂ pode ser usado nas formas de sólido (gelo seco), líquido e gás em diversas aplicações industriais, tais como na carbonatação de bebidas, soldagem e produção de compostos químicos, inclusive fertilizantes. O CO₂ existe na atmosfera, a baixa concentração, cerca de 360 ppm ou 0,036%, é inofensivo à saúde humana, mas uma exposição prolongada à concentração acima de 5% pode causar perda de consciência ou morte (CENTRO TÉCNICO AEROESPACIAL, 2006, *online*).

Os processos de “descarbonização” pesquisados parecem promissores, mas muitas questões de ciência básica precisam ser resolvidas, tais como a questão de eficiência, economia, catalisadores de longa vida, materiais a serem usados em ambiente de alta temperatura, processos biológicos para descarbonização, bactéria e outros organismos para converter o gás metano em dióxido de carbono e gás hidrogênio (CENTRO TÉCNICO AEROESPACIAL, 2006, *online*).

Não há ainda uma rota claramente definida para a eliminação ou para o seqüestro do CO₂. O objetivo é desenvolver esquemas e tecnologias efetivas, economicamente viáveis, ambientalmente adequadas e capazes de efetuar o seqüestro em longo prazo.

Existem várias tecnologias de captura usadas, há vários anos, para a produção do CO₂ na indústria química e de alimentos. Entretanto, estas tecnologias devem ser mais desenvolvidas para a separação do CO₂ em grandes volumes e em correntes gasosas com baixa concentração, como ocorre nas usinas termelétricas convencionais. Alternativamente, os custos podem ser reduzidos com a troca do processo de combustão, aumentando a concentração de CO₂ e a pressão do vapor. Isso pode ser realizado através dos seguintes métodos:

- a) descarbonização antes da combustão - *precombustion capture*;

- b) queima do carvão em atmosfera rica em oxigênio - *oxyfuel combustion* or *chemical looping combustion*.

A descarbonização antes da combustão pode ser conseguida com a tecnologia IGCC, adaptando o processo para que o hidrogênio seja produzido juntamente com o CO₂, ao invés de produzir monóxido de carbono. Seriam produzidos dois produtos: um produto é CO₂ ou C quase puro para ser seqüestrado e o outro é um combustível com menos carbono e rico em hidrogênio. O hidrogênio então pode ser queimado na turbina ou, no futuro, numa célula de combustível.

Uma alternativa é *oxyfuel combustion*, que se baseia no princípio simples da queima do carvão numa atmosfera rica em oxigênio, para produzir um vapor puro de CO₂. Ou seja, gaseificação pela combustão parcial ou por aquecimento indireto da matéria-prima, seguido por reação de transferência vapor-gás e separação de fluxos de CO₂ e H₂. Esta tecnologia é muito utilizada na indústria do aço e não existem, aparentemente, barreiras técnicas mais significativas para a captura do CO₂ baseada nesta tecnologia nas futuras termelétricas (WCI, 2006b, *online*).

Outra opção em desenvolvimento é a decomposição térmica para produzir carbono elementar e H₂ (*chemical looping combustion*). O carvão é indiretamente queimado com ar quente aquecido nos “queimadores” num processo continuado, o qual oxida o fluido separando em água e dióxido de carbono. Depois, uma simples condensação da água, separa o vapor puro de CO₂ para compressão e para liquefação (WCI, 2006b, *online*).

O seqüestro de carbono não é atualmente econômico. Mas o mesmo ocorre também para a maioria das outras opções de produção de energia com emissão zero (MCKEE, 2003).

A extração e captura do CO₂ no processo de gaseificação ou do gás de combustão por tecnologias existentes necessita de grande investimento de capital e consumo de energia. Por exemplo, no caso de usina elétrica o custo de energia produzida será aumentado em 50% ou mais. Estimativas do custo, usando tecnologias atuais, estão na faixa de US\$100 a US\$ 300 dólares americanos por tonelada de carbono seqüestrado ou não emitido (ISHIGURO, [2006?], *online*).

Os maiores problemas tecnológicos são, segundo Isaias Macedo (2003):

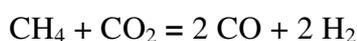
- a) redução da eficiência energética com a incorporação dos processos de separação de CO₂;
- b) dificuldade de realizar estes processos em grandes volumes;
- c) incerteza quanto às possibilidades de manter o CO₂ sequestrado (sejam em reservatórios de óleo e gás, cavernas ou oceanos).

2.6.7.2 *Tecnologias de Utilização do CO₂*

A utilização do CO₂ capturado é uma maneira de diminuir a emissão. Atualmente, o CO₂ é usado na indústria química, na síntese orgânica da uréia, do ácido salicílico, carbonatos cíclicos e policarbonatos. A uréia (CON₂H₄) é o fertilizante de nitrogênio mais usado e é um material intermediário na síntese de produtos como resina de uréia. Cerca de 30 milhões de toneladas de carbono são usados anualmente, sendo 20 milhões de toneladas para a produção de uréia. Comparado com as 6 bilhões de toneladas de carbono emitidos anualmente pela queima dos combustíveis fósseis, a quantidade utilizada é pequena, mas a pesquisa e desenvolvimento continuam.

Outra maneira para o futuro mais distante é a conversão do dióxido de carbono em combustíveis como metano e metanol. As reações necessitam de energia e poderão ser viabilizadas com energia renovável ou nuclear. O objetivo desta estratégia é a produção dos combustíveis que podem ser usados largamente com as infra-estruturas e tecnologias atuais e do futuro, sem aumentar a emissão do carbono, reação a altas temperaturas - forno solar.

As reações do CO₂ que ocorrem são apresentadas a seguir:



Reação eletroquímica – energia solar ou nuclear



Reação fotoquímica – raio solar



2.6.7.3 Tecnologias de Seqüestro do CO₂

Para a captura e armazenamento do dióxido de carbono, os principais campos pesquisados são os depósitos geológicos naturais e a deposição na forma de mineral.

Os locais estudados para o seqüestro (armazenagem) são reservatórios salinos profundos, oceanos profundos e formações geológicas (camadas de carvão e poços/jazidas esgotadas de petróleo e gás). Os possíveis depósitos do CO₂ são enormes, comparados à quantidade emitida pela queima dos combustíveis, sendo cerca de 40.000 GtC (10⁹ toneladas de carbono) no oceano comparado a 6 GtC emitido anualmente, embora possam haver outras estimativas. (INSTITUTO DE ESTUDOS AVANÇADOS; CENTRO TÉCNICO AEROESPACIAL; DIVISÃO DE ENERGIA NUCLEAR, 2006, *online*).

A injeção no subsolo (*Geosequestration Process*) oferece potencial para uma deposição permanente para uma grande quantidade de CO₂. No estágio atual das tecnologias de seqüestro, esta é a opção que parece mais promissora. O CO₂ é comprimido até um estágio de densidade elevada, antes de ser injetado no subsolo para o interior de reservatórios geológicos naturais. Os locais são previamente e cuidadosamente escolhidos para que o CO₂ permaneça confinado e possa ser monitorado.

Alternativas de reservatórios:

Jazidas de Sal – O seqüestro em profundos reservatórios salinos, saturados de água, oferece grande potencial. O maior projeto foi iniciado em 1996, em escala comercial, no mar de Noruega, para o seqüestro do dióxido de carbono. Nele, um milhão de toneladas de CO₂, por ano, estão sendo capturadas do fluxo de gás natural pelo processo de absorção por solventes, e injetadas num reservatório 800 m abaixo do fundo do mar. O gás é absorvido na água salina numa formação arenosa com 200 m de espessura (800 a 1000 m abaixo do fundo do mar). Estudos realizados na Austrália indicaram que a capacidade de seqüestro nos depósitos de sais do país são suficientes para muitas centenas de anos, nos atuais níveis de emissões de CO₂ (BRADSHAW et al., 2003). As figuras 25 e 26 mostram modelos de estação de captura, injeção e confinamento do CO₂ em jazidas profundas.

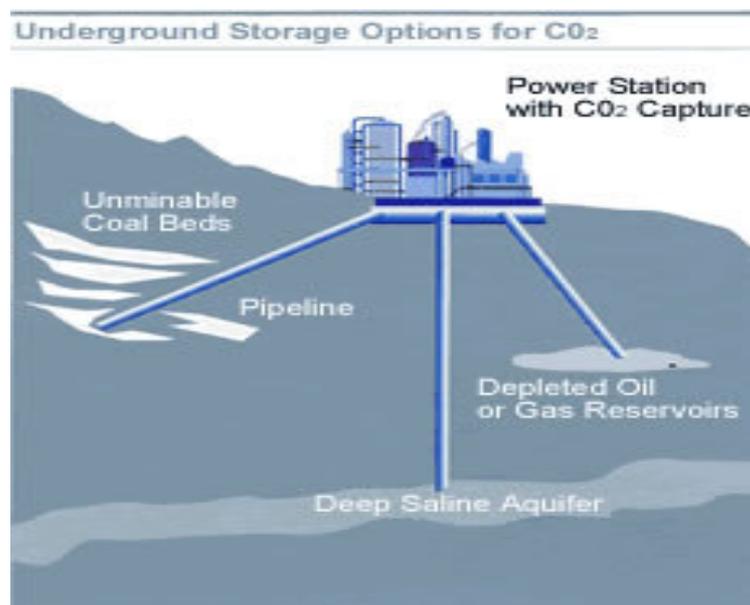


Figura 25 - Captura e estocagem do CO₂ em jazidas subterrâneas
Fonte: WCI (2006b, *online*).

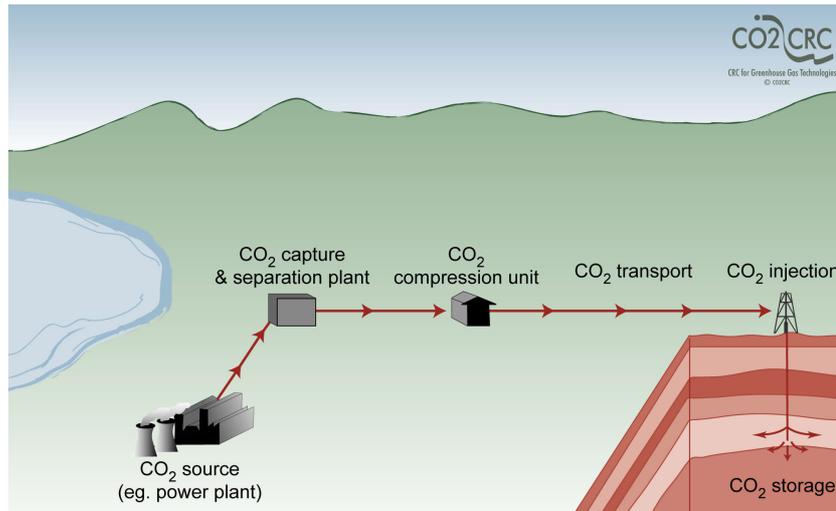


Figura 26 - Processo de seqüestramento do CO₂ no subsolo (Geosequestration Process)
 Fonte: Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies ([CO₂CRC], 2006, *online*).

Fundo do Oceano - Os oceanos são os maiores depósitos do CO₂. Três alternativas estão sendo pesquisadas: Dispersão por encanamento fixo ou de navio e formação de lagoa de CO₂ líquido no fundo de oceano (CO₂ se apresenta líquido a pressão acima de 35-40 atmosfera a temperatura de 0 a 4 °C). Nenhum obstáculo tecnológico tem sido identificado, mas os impactos ambientais precisam ser mais avaliados.

Jazidas esgotadas de petróleo e gás natural - Os campos esgotados de petróleo e gás contêm grandes quantidades que não são recuperadas (falta de pressão para ascender até a superfície), conforme modelos apresentados nas figuras 27 e 28. A injeção do CO₂ pode reativar a produção. Para o seqüestramento do CO₂, há vantagens da característica geológica conhecida e da disponibilidade imediata, além do potencial considerável. Neste caso o CO₂ teria valor comercial. O gás injetado permanece por um longo período “seqüestrado”. Entretanto, não há certeza sobre as possibilidades de retorno à atmosfera em mais longo prazo. Para dar idéia das capacidades disponíveis, cita-se que os reservatórios naturais dos Estados Unidos são da ordem de 80 a 100 bilhões de toneladas, suficientes para estocar as emissões do país, de fontes estacionárias, por mais de cinquenta anos (WCI, 2006b, *online*).

Produção de metano - Injeção no leito de carvão. O CO₂ pode ser adsorvido preferencialmente, liberando o metano aderido ao carvão (WCI, 2006b, *online*).

Florestas - A quantidade de carbono armazenado nas florestas é estimada em 610 bilhões ou 1300 bilhões de toneladas de carbono. O aumento desta quantidade servirá como um depósito do CO₂. Há diversas maneiras para aumentar a quantidade de carbono nas florestas, tais como prevenção de desflorestamento e reflorestamento. Porém, não é uma solução imediata ou permanente, já que o crescimento de árvores demora de 40 a 50 anos, e o carbono será eventualmente devolvido à atmosfera. Para seqüestrar um bilhão de toneladas de carbono, são necessários 40.000 km² de florestas (INSTITUTO DE ESTUDOS AVANÇADOS; CENTRO TÉCNICO AEROESPACIAL; DIVISÃO DE ENERGIA NUCLEAR, 2006, *online*).

As opções economicamente viáveis no curto prazo deverão incluir soluções baseadas em mercados como, por exemplo, injeções de dióxido de carbono nas formações geológicas para intensificar a recuperação do petróleo, como um método padronizado para a indústria da produção do petróleo. Entretanto, a economia deve girar ao redor de US\$ 70,00 por tonelada de carvão, ou seja, US\$ 1,00 por mil pés cúbicos de CO₂ para ser economicamente viável. Pesquisa de confirmação em testes de campo em larga escala e monitoração, também serão necessários para ter certeza de que o dióxido de carbono seqüestrado nessas formações apresentará uma estabilidade no longo prazo.

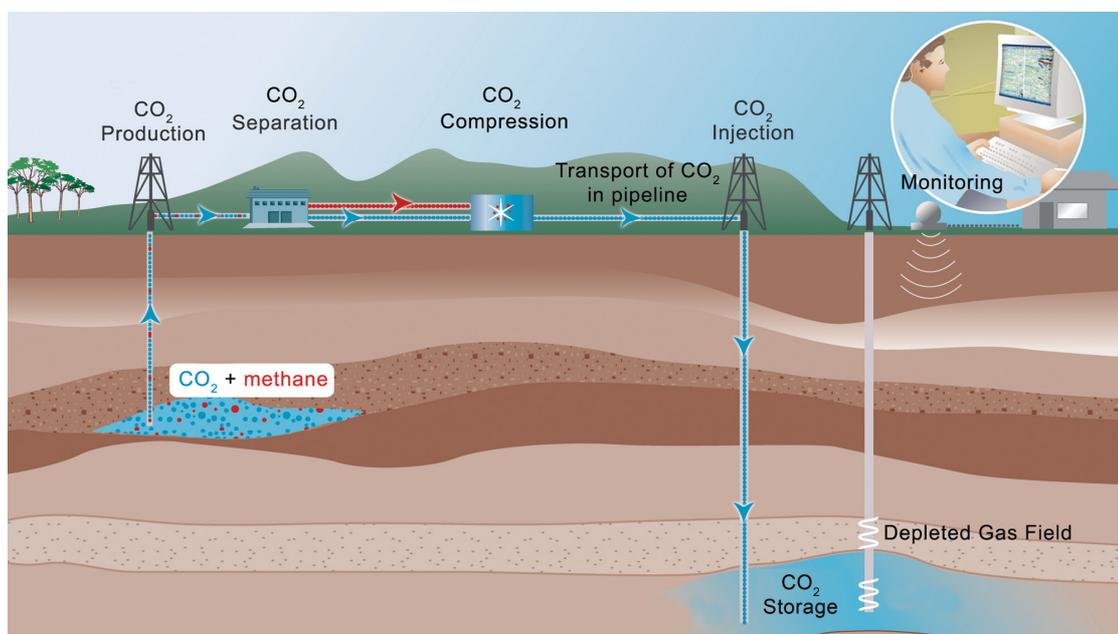


Figura 27 - Processo de deposição do CO₂ em jazidas de gás no subsolo
Fonte: CO2CRC (2006, *online*).

O custo do seqüestro, juntamente com a estabilidade do armazenamento, serão questões fundamentais. Outros métodos indiretos, como os sumidouros de carbono natural, como a captação do CO₂ em reatores com algas, a melhoria das técnicas agrícolas e o reflorestamento, também estão sendo estudados (COSTA³, 2005, informação verbal). Para o futuro, conceitos inovadores e revolucionários serão necessários, para atingir as metas de custo inferiores a US\$ 10,00 por tonelada de carvão. Nos Estados Unidos, esse valor significa um quarto de centavo de dólar por kilowatt/hora no custo da eletricidade.

Outra opção permanente de “seqüestro” é a “Carbonatação Mineral”. O processo envolve a reação do CO₂ com silicatos básicos de cálcio ou magnésio, e formação de compostos minerais como “serpentina”. Essa rocha reage sob pressão e temperatura elevada para produzir o carbonato de cálcio que pode ser devolvido a terra. A Carbonatação Mineral está sendo pesquisada em fase de laboratório objetivando acelerar as velocidades das reações químicas. O conceito da carbonatação mineral se apresenta promissor porque o seqüestro pode ser integrado no local com a usina de gaseificação do “Vision 21”. O fluxo de dióxido de carbono gerado em uma usina “Vision 21” pode alimentar um reator químico adjacente, o qual se combina com o mineral cominuído na serpentina, para formar o carbonato, que pode ser devolvido a terra. A economia de escala referente a esta tecnologia ainda necessita de maior grau de desenvolvimento, mas essas são as idéias que estão sendo perseguidas para transformar em realidade as emissões zero, por meio da associação de gasificação e seqüestro (WCI, 2006b, *online*).

3 COSTA, Jorge Alberto Vieira. **Viabilidade Técnica da Utilização de Microalgas para a redução da Emissão de Gás Carbônico Proveniente da Geração Termelétrica**. In: SEMINÁRIO TRATADO DE KYOTO, MDL E MUDANÇAS CLIMÁTICAS. 2005, Porto Alegre, 13 dezembro 2005.

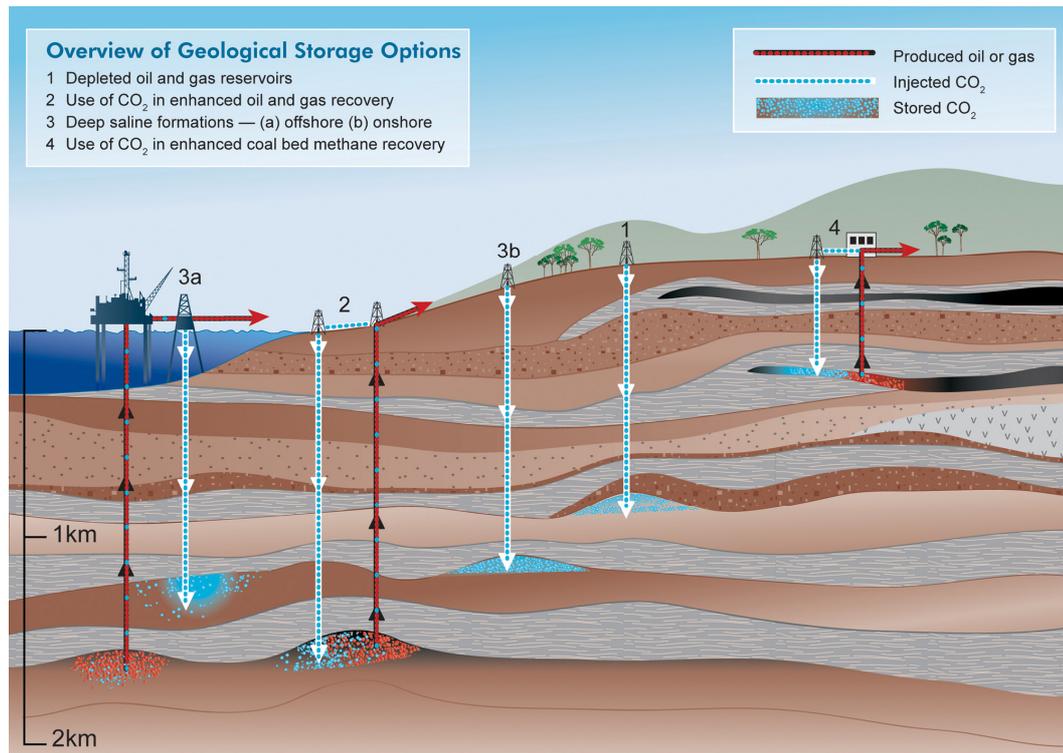


Figura 28 - Visão geral de deposição do CO₂ em jazidas subterrâneas
Fonte: CO2CRC (2006, *online*).

2.6.7.4 Usina Termelétrica FutureGen e uma Visão de Futuro

O governo dos Estados Unidos, através da Clean Coal Initiative, prevê a utilização de dois bilhões de dólares nos próximos anos, em pesquisas dos setores público e privado, na busca de tecnologias avançadas, que permitam manter o carvão de baixo custo como centro da geração de eletricidade. O seqüestro do carbono é uma prioridade para os Estados Unidos, porque os combustíveis fósseis (cujo consumo produz dióxido de carbono) continuarão a ser os recursos energéticos mais confiáveis e mais baratos do mundo no futuro imediato (MCKEE, 2003).

O mais audacioso projeto é o *FutureGen*, nos EUA, com orçamento de um bilhão de dólares e uma grande parceria com a indústria privada. Sua finalidade é desenvolver a primeira usina de energia que envolve o carvão, eletricidade com emissões zero e produção de hidrogênio. Ao mesmo tempo, o Departamento de Energia lançou parcerias, nacionais e internacionais, de cooperação em prol da busca de tecnologias de seqüestro do carbono.

A *FutureGen* deverá estar em operação por volta do ano 2010, com 90% das emissões do CO² capturadas (DANIELS, 2005, *online*). Por volta do ano 2020, a estimativa será conseguir o custo da eletricidade não acrescida de mais 10%, comparada com o preço da eletricidade convencionalmente gerada. A usina de 275 MW será construída com a tecnologia de combustão existente, baseada na gaseificação de carvão IGCC que produzirá um gás sintético, no qual o carbono será convertido em gás, basicamente em hidrogênio e monóxido de carbono. Em seguida, o hidrogênio será queimado numa turbina ou usado numa célula combustível para produzir eletricidade limpa ou alimentar refinarias na melhoria dos derivados de petróleo. Esta usina também contará com uma instalação para a produção de hidrogênio destinada ao desenvolvimento de uma nova frota de automóveis e caminhões movidos a hidrogênio, solidificando o papel do carvão como recurso disponível para a nova economia baseada na utilização do hidrogênio.

O dióxido de carbono da usina será capturado, seqüestrado e armazenado em formações geológicas subterrâneas profundas, localizadas a centenas de metros abaixo da superfície ou ainda em reservatórios de gás ou de petróleo, em camadas de carvão que não serão lavradas ou em formações basais. Uma vez capturado, o gás GHG deverá permanecer definitivamente isolado da atmosfera.

Quando em operação, essa usina se transformará na maior usina movida à combustível fóssil e na mais limpa de todo o mundo. A *FutureGen* já está despertando o interesse das companhias produtoras de carvão e geradoras de energia dos Estados Unidos e de todo o mundo. Atualmente, as maiores empresas geradoras e mineradoras a carvão dos Estados Unidos formaram uma aliança que poderá financiar parte do projeto, permitindo, assim, que a *FutureGen* se torne realidade. O Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE), também está encorajando a participação, nessa iniciativa, de outros países consumidores e produtores de carvão (BAILEY, 2003).

Outra projeção do futuro foi apresentada pela The Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies⁴ e está apresentado na figura 29 (CO₂ CRC). Esta instituição estimou os conceitos visuais de uma cidade do futuro, com base nas tendências de desenvolvimento, das várias tecnologias de “emissão zero”. O esquema mostra os conceitos tecnológicos que estão em desenvolvimento, na direção de controle dos gases “GHG” em vários sistemas de geração elétrica.

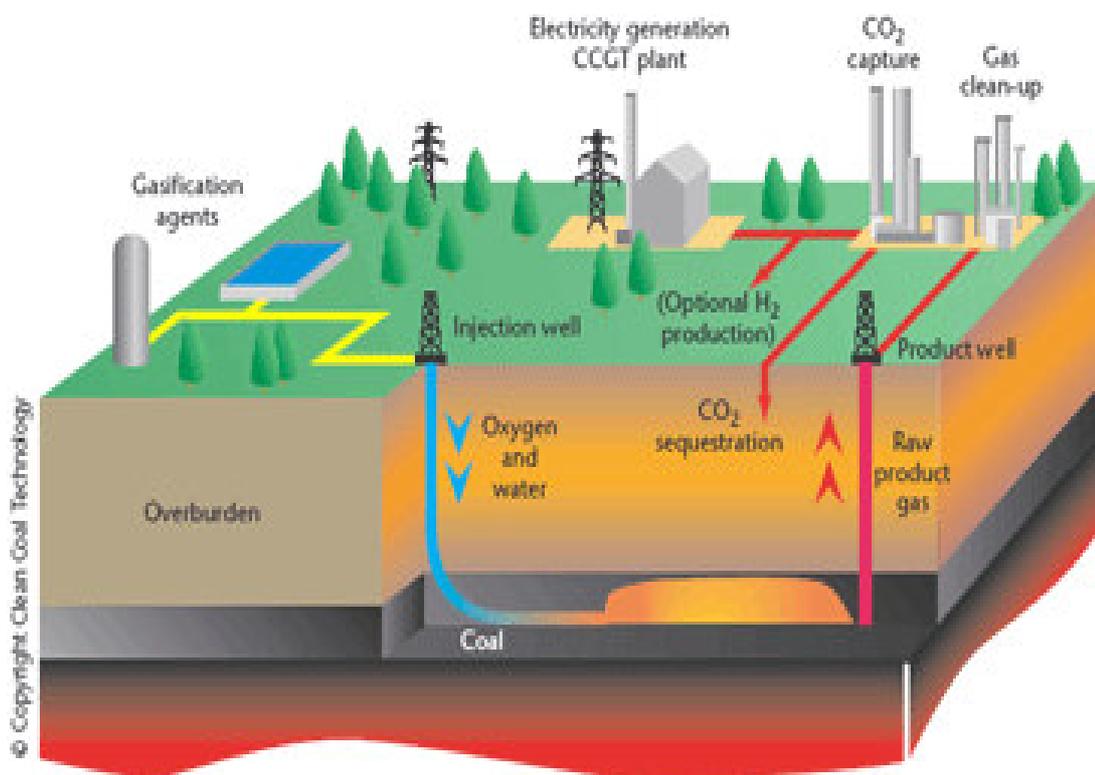


Figura 29 - Diagrama esquemático de uma cidade do futuro com gaseificação no subsolo de carvão
Fonte: WCI (2006c, *online*).

4 Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO₂ CRC) é uma dos mais conceituados institutos de pesquisa privados, localizado na Austrália, voltado para o assunto de captura e seqüestro do dióxido de carbono em jazidas minerais (*geosequestration*).

2.6.8 A Indústria do Carvão no Brasil

O carvão mineral nacional se configura como uma mistura de matérias carbonosas e outros minerais. Essa condição obriga que a utilização integral em geração elétrica necessita pesquisa e desenvolvimento de tecnologias com maior amplitude, envolvendo toda a cadeia produtiva. O carvão mineral apresenta dificuldades para competir, seja para geração de eletricidade, ou para outros fins térmicos, devido a sua baixa qualidade. Os esforços de P&D em carvão deverão principalmente auxiliar a resolver o problema ambiental e melhorar seu processo de queima e disposição de resíduos de termelétricas (MACEDO, 2003).

O uso inicial do carvão mineral, no Brasil, foi no transporte (ferroviário e marítimo) e gás para iluminação; mais tarde, em energia elétrica, siderurgia e em calor industrial. A maior utilização do carvão nacional é em termo-eletricidade. Estão em operação oito usinas termelétricas com 1440 MW de capacidade.

O Estado do Rio Grande do Sul é o maior produtor de carvão do país, com 52% da produção, ficando Santa Catarina com 47% e Paraná com 1%. Em termos de faturamento, porém, o carvão catarinense, com um poder calorífico superior, garante a Santa Catarina uma participação de 69%, contra 29% do Rio Grande do Sul e 2% do Paraná, dentro de um total de R\$ 321 milhões (BORBA, 2003, *online*).

O Brasil tem uma produção significativa de carvão mineral apenas do tipo energético, cujo crescimento foi constante na década de 1990, estabilizando-se entre 1998 e 2002 em um patamar em torno de seis milhões de toneladas.

O carvão é um combustível pouco considerado no Brasil. Nos últimos tempos, o carvão mineral somente recebeu a atenção do governo federal na década de 70, durante a crise do petróleo. O carvão brasileiro tem registros de mais de um século sem nunca ter tido uma política nacional planejada e plenamente implantada. A prova disto é que nos últimos 20 anos nenhuma usina termelétrica foi implantada no país e ao longo deste período a indústria do carvão sempre viveu em constantes crises. O parque produtivo foi projetado,

desde 1950, para a obtenção de carvão metalúrgico para abastecimento do parque siderúrgico nacional. Entretanto, em 17 de setembro de 1990, via portaria nº 801, foi totalmente desregulamentado, sendo retirada a intervenção do Estado nos sistemas de produção, preços e comercialização do carvão. Na ocasião, foi estabelecido o fim da compulsoriedade de compra do carvão metalúrgico nacional e foram liberadas totalmente as importações de carvão mineral com alíquota de impostos zero. Esta mudança teve como consequência imediata, perda do mercado do carvão metalúrgico (cerca de 700 mil t/ano) e a demissão de mais de 50% do efetivo de trabalhadores no setor carbonífero, incluindo a mineração, transporte ferroviário (RFFSA), o Lavador de Capivari, Porto de Imbituba e outros segmentos envolvidos direta ou indiretamente. Restou ao setor, a partir de 1991, uma total dependência do setor elétrico. As dez empresas privadas do setor, após terem realizado elevados investimentos a pedido do Governo Federal, para fazer frente à crise mundial do petróleo na década de 70, ainda sofrem com as dificuldades financeiras geradas pela desregulamentação para honrar aos seus compromissos fiscais, sociais e ambientais, conforme o Sindicato da Indústria de Extração de Carvão do Estado de Santa Catarina ([SIECESC], 2006, *online*).

O documento *Proposição de Política Termelétrica a Carvão Mineral*, do MME (BRASIL, 1997), destaca os aspectos fundamentais quanto à potencialidade econômica da geração elétrica a carvão no Brasil, cujos principais conteúdos são listados a seguir:

- a) a correção de imperfeições - a reserva brasileira de carvão, estimada em 24 bilhões de toneladas, é três vezes maior que as de petróleo e representam um potencial de geração elétrica de 18.600 MW para cem anos de operação. Os preços de carvão bruto, FOB mina, são numa exploração em maior escala competitivos com os preços internacionais;
- b) a utilização econômica de carvões de baixo poder calorífico e alto teor de cinzas e enxofre, como no caso brasileiro, aponta para operações “de boca de mina” (junto da mina), e para a adoção das tecnologias de queima limpa com rendimentos térmicos mais elevados e menores danos ambientais.

O MME indicou 2.900 MW a capacidade que deveria ser implantados até 2005 de térmicas a carvão.

Os preços de geração que ainda não competem com as usinas a gás, mas os valores poderão ser reduzidos se adotadas medidas de natureza fiscal, financeira e administrativa voltadas para este mercado.

O documento citado apresenta as seguintes recomendações para incentivar a geração térmica a Carvão Mineral, bem como aos empreendimentos de mineração e de aperfeiçoamento de usinas existentes, desde que empreguem tecnologias novas e limpas:

- a) depreciação acelerada em dez anos;
- b) eliminação dos encargos de importação (impostos de importação e dos produtos industrializados e ICMS), sobre os equipamentos importados;
- c) redução de impostos (IPI e ICMS) sobre os equipamentos de fabricação nacional;
- d) concessão, via BNDES, de financiamentos com taxas preferenciais (no nível das menores taxas que estejam sendo praticadas por essa instituição);
- e) assegurar financiamentos privilegiados para instalações que permitam o aproveitamento de rejeitos anteriormente acumulados no Estado de Santa Catarina, considerando os benefícios ambientais decorrentes;
- f) determinar e dar condições de aquisição via ELETROBRÁS, de blocos de energia que viabilizem financeiramente as iniciativas de construção de novas instalações de geração energia termelétrica a carvão mineral nacional;
- g) recomendar aos Estados e Municípios produtores de carvão, a redução de encargos fiscais e tributários durante as fases de construção e operação das minas e usinas.

O trabalho realizado pela Fundação Getulio Vargas, RJ, em 2003, *Programa Termelétrico a Carvão Mineral X Gás Importado*, considerou os impactos na economia do país para cada 1000 MW adicionais instalados, que são apresentados a seguir (SIECESC, 2006, *online*):

Na Arrecadação Fiscal - Ocorrerá o incremento de receitas anuais de impostos diretos e indiretos (federais e estaduais) decorrentes das atividades de mineração de carvão e de produção de energia elétrica, de US\$ 73 milhões/ano;

No Desenvolvimento - A construção de usinas térmicas com o carvão mineral brasileiro terá um impacto médio US\$ 231 milhões/ano na economia dos estados do Rio

Grande do Sul e Santa Catarina. Também, permitirá a instalação das indústrias de subprodutos, como insumos para produção de cimento, fertilizantes, vapor etc. Além disso, permitirá o desenvolvimento de projetos integrados, de elevado impacto sócio-econômico, como a produção de sulfato de amônia. Atualmente, 85% do mercado nacional de sulfato de amônia está sendo abastecido com produtos importados.

Na Geração de Empregos - Estudo da Fundação Getulio Vargas ([FGV], 1996), calculou um multiplicador de 8,32 na cadeia produtiva do carvão mineral, para cada emprego direto gerado. A FGV calculou também o potencial de geração de empregos de uma Política de Geração Termelétrica a Carvão Mineral. O estudo da FGV estimou em 1500 e 8320, respectivamente, o número de novos empregos diretos e indiretos durante o período de construção de uma usina, estimado em 36 meses.

2.7 Energia Renovável

A evolução do uso dos combustíveis ocorreu, ao longo do tempo, seguindo a lógica da praticidade e do menor custo. Assim foi da lenha ao carvão e do carvão ao petróleo, até os dias de hoje. Essa síntese das fases, que se sucedeu desde o início da civilização humana e se intensificou a partir do século XVIII, explica e objetiva a discussão sobre as energias renováveis.

Atualmente, o critério da sustentabilidade ambiental é cada vez mais levado em consideração na escolha da forma de energia a ser utilizada. Na prática, apenas a partir da década de 70 do século XX, é que “o desenvolvimento sustentável” passou a fazer parte das preocupações da sociedade mais efetivamente.

Neste contexto, as pesquisas avançaram muito, nas três últimas décadas para o atendimento de mais energia limpa. A sociedade está exigindo mudança para novas tecnologias. A resposta para esta demanda deverá ser a continuidade de investimentos em

eficiência energética, em alternativas renováveis e em formas mais limpas de uso dos combustíveis fósseis. Nos últimos dois anos, usinas eólicas foram instaladas no sudoeste dos Estados Unidos, na Escandinávia, na Alemanha e em vários outros países, gerando energia elétrica a preços próximos ou iguais aos da energia produzida por meios convencionais. Novos avanços e materiais na área de tecnologia fotovoltaica estão deixando marcas no setor, com queda de preços por todo lado. As Células de Combustível de Hidrogênio, outra tecnologia "limpa" de produção de energia, oferecem uma alternativa de longo prazo, não só para a produção de energia elétrica, como também para a substituição do motor de combustão interna nos automóveis (GARMAN, 2004, *online*).

Conforme *Renewables in Global Energy Supply* (IEA, 2005b, *online*) os maiores desenvolvimentos na utilização das energias renováveis deverão ocorrer nos países desenvolvidos da OECD devido as políticas governamentais de incentivo. Nestes países, mais que 25% das novas usinas serão de energia renovável, nas quais é esperado até o ano de 2030 um investimento de U\$ 1,6 trilhões (cerca de 40% do investimento em geração elétrica até 2030). Em 2003, no grupo dos combustíveis para transporte o crescimento dos biocombustíveis foi de 0,6%, mas o crescimento esperado até 2030 é de 1,4% a.a.

O Departamento de Energia dos Estados Unidos tem investido ativamente na pesquisa e no desenvolvimento de tecnologias de suprimento de energia renovável, como na eólica, na solar, na geotérmica e na de biomassa. Por exemplo, a energia eólica é uma das espécies de energia renovável mais utilizada e de mais rápida expansão no mundo. Desde o ano 2000, a capacidade instalada de geração de eletricidade por turbina eólica, nos Estados Unidos, aumentou mais que o dobro. Com o apoio da pesquisa patrocinada pelo DOE, o custo da geração de eletricidade por energia eólica ficou vinte vezes inferior ao de 1982, baixando para quatro centavos ou até menos por quilowatt-hora em áreas com excelentes recursos eólicos. Enquanto esses recursos estão sendo explorados pela indústria, os programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D) do DOE voltaram sua atenção para uma nova tecnologia que ampliará ainda mais a viabilidade do desenvolvimento de recursos eólicos com ventos de velocidade mais baixa. A tecnologia de "velocidade eólica baixa" ampliará vinte vezes as áreas terrestres disponíveis (e possivelmente, em alto-mar) para desenvolvimento de energia eólica.

Como resultado do investimento de bilhões de dólares em pesquisa, demonstração, incentivos fiscais e outras medidas políticas durante as três últimas décadas, houve um

extraordinário avanço no sentido de tornar mais eficiente a utilização da energia e de trazer ao mercado tecnologias de energia renovável. Embora os investimentos estejam começando a dar retorno, com progressos expressivos e contínuos no custo e eficiência dessas tecnologias, falta muito para responder de forma eficaz aos desafios energéticos atuais (UNITED STATES, 2004, *online*).

No *The World Economic Outlook* (INTERNATIONAL MONETARY FUND, 2005), em setembro de 2005, são apresentados dois cenários para a implementação da geração elétrica renovável até 2030 (figura 30). Um cenário considerado de referência, ou provável, e um segundo denominado de alternativo que é mais otimista quanto à velocidade de implementação das fontes renováveis de geração elétrica.

No cenário alternativo, o crescimento da geração hídrica aparece com 15% um pouco maior que o cenário de referência, que estima o crescimento em 13%.

No grupo das “renováveis não hídricas”, o crescimento estimado até 2030 é de 6% no cenário de referência e no alternativo de 9%.

O maior crescimento aparece nos países da OECD da Europa, devido ao forte suporte das políticas públicas da comunidade européia.

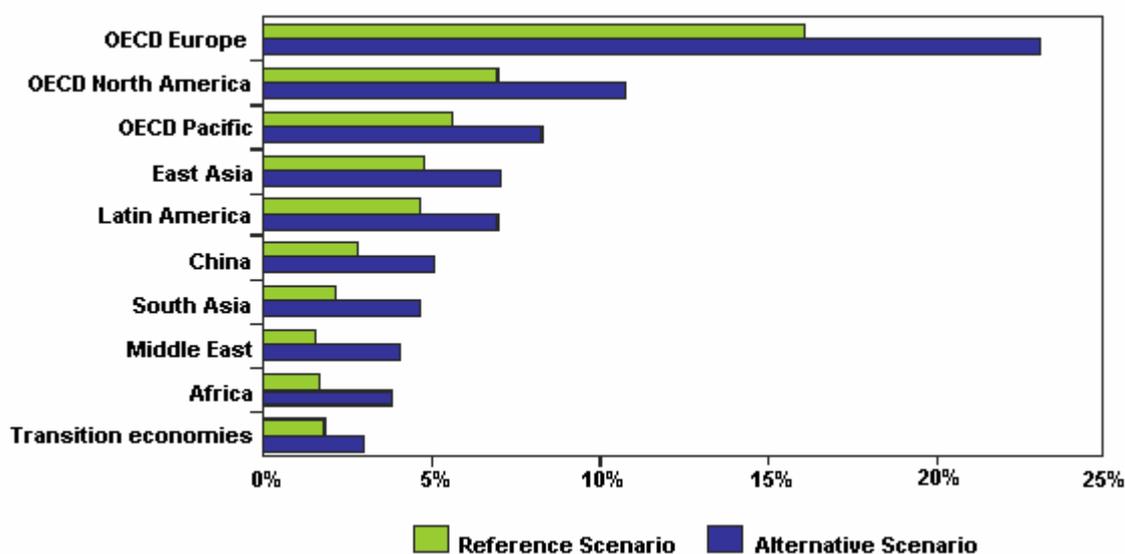


Figura 30 - Estimativa de participação de Geração Elétrica renovável (não hídrica) em 2030
Fonte: IEA (2005b, *online*).

Ressalta-se que existem outras previsões quanto ao futuro próximo de desenvolvimento das energias renováveis. Alguns defensores argumentam que as instituições tradicionais negligenciam as potencialidades das energias renováveis de serem disponíveis mais rapidamente. Argumentam, que em muitos casos, as energias renováveis parecem mais caras, porque a geração elétrica tradicional já tem a infra-estrutura construída. Cita-se, a European Renewable Energy Council ([EREC], 2006, *online*), associação que congrega as instituições européias com interesse nas energias renováveis, eólica e solar. A associação assume baseada em suas experiências, que a utilização destas fontes crescerá mais rapidamente, podendo chegar a 50%, em 2040. Reconhece, entretanto que para isso ocorrer, políticas governamentais de incentivo a utilização destas fontes e pesquisas de desenvolvimento devam ser mais difundidas em todo o mundo.

2.7.1 Energia de Biomassa no Mundo

A energia contida na biomassa pode ser aproveitada de diferentes formas. A mais comum é: queima, produção de vapor e geração de eletricidade. A biomassa pode, também, gerar energia numa unidade de co-geração de calor e de eletricidade, com o calor “residual”, sob a forma de vapor, que é injetado numa rede de aquecimento urbano ou num complexo industrial. Outros processos, entretanto, podem ter um rendimento maior, como a gaseificação ou a produção de combustíveis líquidos. Um exemplo é uma usina de álcool, conforme mostrado na figura 31.

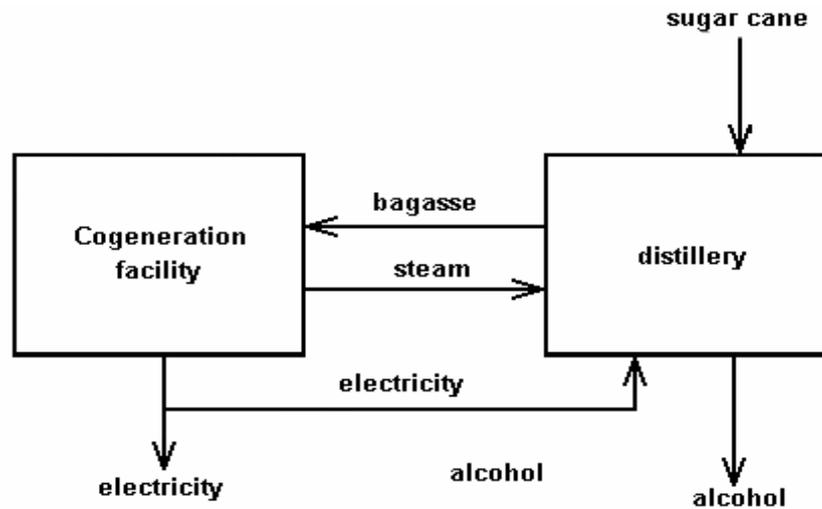


Figura 31 - Alternativas de co-geração numa usina de álcool
 Fonte: Moreira e Goldemberg (1999, p. 238, *online*).

A utilização da biomassa como recurso energético faz parte de uma cadeia de produção, normalmente importante para a economia local. Uma vez identificado o recurso, deve ser determinado o melhor método para a colheita, de armazenamento e a forma para a geração de energia. O tipo de instalação necessária para a utilização varia segundo os objetivos (aquecimento, produção de água quente, sanitária, eletricidade ou transportes): trituradora de lascas que alimentará a caldeira de água quente; sistema de gaseificação acoplado a uma co-geração de calor e de eletricidade com ligação a uma rede de aquecimento urbano; equipamento de pirólise para produzir carvão de lenha; equipamento para a fermentação de combustíveis líquidos; trituradora e processo químico para fabricar combustíveis líquidos entre outras.

Além disso, é necessário um estudo criterioso prévio do ecossistema, para a viabilização de um projeto de biomassa, principalmente no caso de uma monocultura intensiva. Convém, igualmente, tomar cuidados para a preservação da fertilidade dos solos durante a vida útil do projeto e para utilizações futuras. O transporte do combustível, em forma bruta, pode ser um grande problema se as instalações de geração de energia forem distantes da fonte de biomassa. Deverá ser dada especial atenção aos recursos hídricos, que podem ser afetados pela captação da água necessária às culturas. A paisagem e a visibilidade são igualmente critérios a considerar, em caso de novas culturas (ROCHA; SILVA, 2002, *online*).

O uso da biomassa para fins energéticos provoca emissões de gás carbônico. A vantagem, em relação aos combustíveis fósseis, é que a quantidade é, no máximo, equivalente à captada durante o crescimento da matéria vegetal. Assim, se considerando o sistema “cultura e combustão da biomassa”, o balanço de CO₂ é neutro. Existem, entretanto, emissões do gás carbônico relacionado com a produção dos fertilizantes e com as operações de colheita e de transporte.

Salienta-se, no entanto, que as fontes de bioenergia são menos poluentes que o carvão ou o petróleo, pois além da vantagem no balanço do CO₂, não emitem, praticamente nenhum enxofre para a atmosfera.

Apesar do problema da produção de energia usando biomassa apresentar, geralmente, custos mais elevados que o uso dos combustíveis derivados do petróleo, sua exploração pode contribuir para o desenvolvimento regional, introduzindo nas zonas rurais uma fonte de rendimentos duradoura.

As exigências ambientais mundiais e a tendência de preços crescentes do petróleo no mercado mundial têm levado os países com condições ou tradição na produção de álcool a investirem no etanol. Seguem a experiência bem sucedida do Brasil na produção e no uso desse combustível.

Pode-se extrair 60 litros de álcool de uma tonelada de cana-de-açúcar, o que dá uma produção cerca de quatro mil litros de álcool por hectare. A produção de calor do álcool é de 63% da gasolina e, conseqüentemente, obtém-se uma quantidade de álcool correspondente a 2,5 mil litros de gasolina por hectare. (MORITA, 2001, *online*).

O álcool (etanol ou metanol) é um combustível com características adequadas para motores à combustão interna. Entre os combustíveis líquidos citados, o etanol é o que melhor se mistura à gasolina, conforme mostra a tabela 8.

Tabela 8 - Características da Gasolina e do Etanol

	GASOLINA	ETANOL
Calor específico (kJ/kg)	34.900	26.700
Calor latente de vaporização (kJ/kg)	376 ~ 502	903
Temperatura de ignição (°C)	220	420
Razão estequiométrica Ar/Combustível	14,5	9

Fonte: Moreira e Goldemberg (1999, p. 232, *online*).

A proposição de consolidar o álcool como primeira alternativa de combustível renovável e limpo se encontra na ordem do dia em vários países, inclusive já contando com interesses e experiências do uso do álcool em mistura.

A adição de apenas 10% de álcool, misturado à gasolina ou ao diesel, significaria um consumo anual de 2,2 milhões de barris/dia, ou 131 bilhões de litros em um prazo de dez anos. O etanol tem a capacidade de reduzir emissões de gases, principalmente no caso do balanço de CO₂. A consolidação do álcool como *commodity* ambiental internacional é uma meta, na medida em que se operacionalize o Tratado de Kyoto. De outro lado, é necessário criar as condições de confiabilidade com relação à garantia de abastecimento internacional desse combustível (MOREIRA; GOLDEMBERG, 1999, *online*).

Embora seja difícil estimar o volume do crescimento da demanda internacional de álcool combustível, a utilização na nova geração de automóveis pode dar uma idéia do potencial de expansão. O conceito de veículos com motores flexíveis (*flexipower*) surgido no final da década de 80, quando vários países se interessaram pelo uso do álcool (etanol e metanol) mostram a importância que a indústria automobilística está dando ao assunto. Ao longo da década de 90, carros com motor flexíveis passaram a ser adotados comercialmente nos Estados Unidos e Canadá, onde circulam mais de dois milhões de veículos com esse sistema. O álcool é um produto de extrema importância para a rápida resposta que o mundo deve dar às reduções de emissões dos gases do efeito estufa (NEGRÃO; URBAN, 2005, *online*).

Além do foco ambiental, o etanol tem o potencial de provocar em países tropicais e subtropicais, como o Brasil, impactos econômico-sociais de primeira grandeza, como a melhoria da renda rural, a reconhecida capacidade de distribuição desses efeitos na cadeia produtiva do açúcar, geração de empregos em larga escala, redução de dependência externa de petróleo e melhoria da balança comercial.

A tabela 9 mostra um comparativo de emissões de diferentes combustíveis em relação ao álcool, demonstrando a grande vantagem de ordem ambiental de sua utilização.

Tabela 9 - Potencial de Redução de Emissão de CO₂ pela Substituição do Combustível

	10 ⁶ tC (equiv.)/yr
Fossil fuel utilization in the agro-industry	+ 1.28
Methane emissions (sugarcane burning)	+ 0.06
N ₂ O emissions	+ 0.24
Ethanol substitution for gasoline	- 9.13
Bagasse substitution for fuel oil (food and chemical industry)	- 5.2
Net contribution (Carbon uptake)	- 12.74

Fonte: Macedo ([entre 1996 e 2006], *online*).

Outra forma de uso de aproveitamento da energia de biomassa é a produção de biogás em aterros sanitários. Nos países desenvolvidos, as médias de lixo correspondem a 1,77 kg/(hab.dia); a reciclagem contribui para reduzir as áreas de disposição e trazer algum valor agregado. Além disto, reduz a energia necessária para a fabricação (papel: 3,5 MWh/t; plásticos: 5,3 MWh/t). (MACEDO, 2003, p. 55).

As tecnologias usualmente buscadas no mundo são a reciclagem (sempre parcial) e transformações (compostagem, produção de biogás, incineração). O uso da energia líquida gerada nestes processos pode ter magnitude importante.

A produção de biogás, em aterros sanitários, está sendo promovida em larga escala inclusive para evitar a emissão de metano (estimada hoje em

20-60 milhões t/ano, no mundo). As tecnologias envolvem a preparação do aterro, coleta e tratamento do gás, limpeza do efluente, e o uso energético do gás (diretamente como gás de poder calorífico médio, ou transportado em gasodutos). A geração direta de energia tem sido avaliada e praticada para motores, turbinas a gás e ciclos a vapor (\$/kW: 1000-1300; < 1 MW; turbinas a gás \$/kW: 1000-1700; > 3 MW; e ciclos a vapor \$/kW: 2000-2500; > 8 MW). O transporte em gasodutos em geral exigirá o aumento do poder calorífico (mistura) e volumes elevados (>110.000 m³/dia). (MACEDO, 2003, p. 55-56).

Os custos poderão ser reduzidos com a evolução das turbinas a gás. Nos EUA, existem planos de recuperar como fonte de energia até 50% do metano de aterros sanitários. Metas de curto prazo, no mundo, estimam a recuperação possível em 25 a 35% (MACEDO, 2003).

2.7.2 Energia Eólica no Mundo

O potencial eólico bruto foi estimado no mundo próximo a 500.000 TWh por ano, mas por limitações diversas apenas 53.000 TWh é considerado aproveitável. A energia eólica é uma fonte de energia renovável, cujos impactos, ao meio ambiente, são reduzidos se comparadas com a maioria das demais fontes de geração elétrica. (ANEEL, 2002, p. 82).

Os ruídos advindos do funcionamento mecânico e do efeito aerodinâmico dos aerogeradores podem ser mantidos dentro dos níveis de emissão padronizados, e são bem menos agressivos à natureza de que os distúrbios ecológicos causados pelos combustíveis fósseis (petróleo e carvão) e hidrelétricas. Relativamente à questão das rotas de migração das aves, pode-se dizer que uma correta planificação na localização dos parques eólicos evita a ocorrência de colisões das aves com as pás das turbinas eólicas (MATTUELLA, 2005).

Além do baixo impacto ambiental, a geração eólica apresenta as vantagens da abundância, da inesgotabilidade, da gratuidade do combustível vento e a não emissão de dióxido de carbono. A possibilidade de uma instalação modular e a ocupação mínima da área pelas turbinas eólicas, possibilitam a coexistência de atividade agrícola ou pastoril no local de implantação, constituem-se outras características que a diferenciam positivamente.

Não existem mais limitações técnicas para que a energia eólica possa estar suprindo 12% da eletricidade do mundo até 2020. Atualmente, está suprindo apenas 0,4% da demanda de eletricidade global e movimenta um mercado de US\$ 6 bilhões por ano. Até 2012, um total de 150.000 MW de potência instalada está previsto no mundo (AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION, 2002, *online*).

A capacidade de geração eólica, instalada em todo mundo, até julho de 2003, alcançou 40.301 MW (MOLLY; ENDER, 2004, *online*), conforme está mostrado na figura 32.

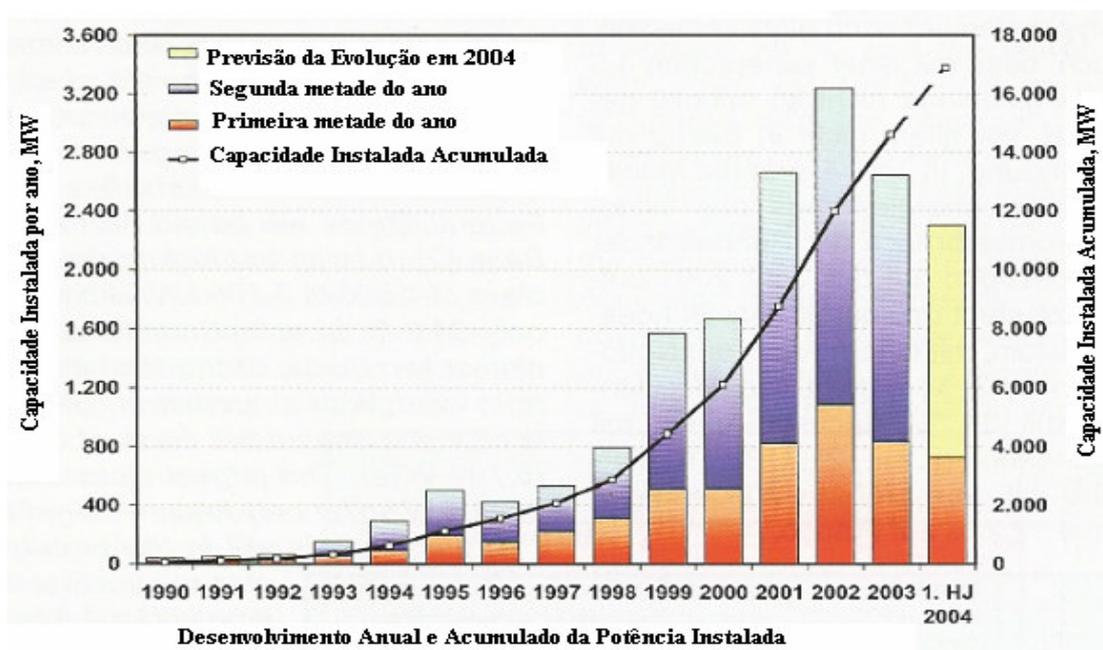


Figura 32 - Evolução da capacidade instalada de geração eólica no mundo em MW (anual e acumulada)

Fonte: Molly (2004, *online*).

O fomento às fontes renováveis de energia tornou-se o carro-chefe da política ambiental alemã, após a desistência da energia nuclear, com a paulatina desativação das

usinas atômicas. A meta é aumentar a parcela das energias renováveis - que cobrem atualmente 8% do consumo - para 12,5% em 2010 e 20% até 2020.

Cerca de 50 países já utilizam a geração eólica em grande escala. Como exemplo de países ou regiões com larga utilização dessa tecnologia, cita-se: Dinamarca, com 13% de toda a eletricidade gerada. Alemanha, com 14.609 megawatts de capacidade instalada. Os ventos respondem por 6% de toda a eletricidade gerada no país, enquanto no restante do mundo não passa de 0,5% (WEICHERT, 2004, *online*). A Espanha, na região de Navarra, 23%. (MOLLY; ENDER, 2004, *online*). Segundo o documento *Wind Force 12*, estima-se que até 2020, 12% da demanda por eletricidade global poderá ser suprida com energia eólica, sendo para tanto 1.200 GW instalados, mais de 2 milhões de empregos criados e mais de 10.700 milhões de toneladas de dióxido de carbono salvas de contribuir para trocas climáticas (MATTUELLA, 2005).

Analisando-se sob o aspecto econômico, verifica-se uma tendência declinante dos custos de geração de energia eólica, decorrente do avanço tecnológico e da escala de produção e de utilização. O antigo ciclo vicioso “alto custo - baixa demanda” está sendo rompido por uma tecnologia que proporciona, hoje, turbinas com vida útil de 20 anos a custos cada vez mais acessíveis, constituindo-se em uma demonstração do amadurecimento atingido por esta tecnologia (MOLLY, 2005, *online*).

Já se produzem geradores de 5 MW a 30 MW, que funcionam no mar e na terra, para bem aproveitar os ventos do mundo. E, quando faltam ventos, estudam-se os sistemas híbridos, que usam o álcool, o carvão e, em última instância, o petróleo (SAWIN, 2003).

A utilização da energia eólica em cada país, a distribuição por continente e a capacidade instalada no mundo, bem como o respectivo potencial de crescimento nos próximos anos, (até 2008), pode ser verificado na tabela 10.

Tabela 10 - Demonstrativo da Instalação de Energia Eólica em todo o Mundo, por Continente e Prognóstico até 2008

País	Total instalado até final 2003	Capacidade instalada em (MW)	Prognóstico até 2008(MW)
USA	6.361	1.687	13.761
Canadá	351	81	1.401
Sul e América Central	193	50	1.193
Soma Américas	6.905	1.818	16.355
Alemanha	14.612	2.674	28.062
Espanha	6.420	1.377	13.220
Dinamarca	3.076	218	3.506
Holanda	938	233	2.088
Itália	922	116	2.422
Reino Unido	759	195	3.859
Grécia	538	76	1.238
Suécia	428	56	1.348
Áustria	415	285	1.515
Portugal	311	107	1.111
França	274	91	2.374
Irlanda	230	63	1.155
Noruega	101	4	1.151
Bélgica	78	33	668
Polónia	55	1	495
Finlândia	53	9	503
Turquia	20	1	285
Suíça	6	0	396
Outros Países Europeus	65	10	585
Total Europa	29.301	5.549	65.981
Índia	2.125	423	4.925
Japan	761	275	2.261
China	571	98	1.871
Outros Países Asiáticos	33	8	493
Total Ásia	3.490	804	9.550
Austrália e Nova Zelândia	294	70	2.144
Norte da África	211	63	801
Oriente Médio	71	39	321
Outros Países	29	3	454
Total Outros Países	605	175	3.720
Total Mundo	40.301	8.346	95.606

Fonte: Mattuella (2005, p. 47).

As usinas eólicas tipo “*offshore*” ou no mar, conforme aparece na figura 33, são uma realidade crescente na Europa. Apesar das *offshore* serem mais caras, a expansão tem ocorrido por restrições territoriais e ambientais a construção novas usinas. Diversos países estão limitando a expansão de usinas eólicas em terra firme (MATTUELLA, 2005).



Figura 33 - Fazenda eólica “*offshore*” Horns Rev – Dinamarca
Fonte: HORNS... (2004, *online*).

Cabe ressaltar também que as usinas eólicas na Alemanha estão sob fortes críticas de parte da população. Na Alemanha, existem duas frentes de debate em torno da energia eólica. De um lado estão os fabricantes de rotores, proprietários de firmas geradoras desse tipo de energia e o ministro do Meio Ambiente, Trittin. Do outro, o ministro da economia, Clement, ambientalistas e moradores das regiões invadidas pelos cata-ventos. O grupo de opositores questiona as vantagens de se continuar fomentando a energia eólica com argumentos do tipo: as subvenções são demasiado altas e não provocariam grande alívio nas emissões de CO₂; que o Estado perderia arrecadação por conceder facilidades tributárias exageradas; que as distribuidoras de energia elétrica terão que investir muito dinheiro (500 milhões de euros) para fazer as alterações necessárias nas redes e armazenar energia para, assim, equilibrar as oscilações da força do vento; e que, em última análise, caberia ao consumidor pagar a conta (10% a mais no custo da eletricidade, segundo calcularam especialistas). “A Alemanha é, de fato, campeã em energia eólica, com uma capacidade instalada muito maior que a da Dinamarca, Espanha e dos Estados Unidos juntos. Só que na Dinamarca o governo praticamente cancelou as subvenções há dois anos”, argumentam. Segundo os críticos, a energia eólica consome altas subvenções e não traz muitas vantagens para o meio ambiente. Os protestos de antes contra usinas atômicas ou depósitos de lixo

atômico agora cederam lugar a manifestações locais contra a destruição das paisagens, repletas dos "moinhos de vento do século 21" (FOMENTO à energia..., 2004, *online*). A figura 34 é um exemplo que mostra uma paisagem campestre impactada visualmente pela presença com a presença dos aerogeradores



Figura 34 - Cata-ventos contribuem para poluição visual no campo
Fonte: FOMENTO à energia... (2004, *online*).

Os argumentos contra a energia eólica podem ser exemplificados no artigo publicado na Deutsch Welle (DW-World) em 29/03/2004, cujo teor está listado a seguir:

'Essa é a pior devastação desde a Guerra dos Trinta Anos', para o professor Hans-Joachim Mengel, que lançou uma iniciativa contra a presença maciça das turbinas com seus mastros brancos na região de Uckermark, ao norte de Berlim. Mengel é citado na matéria de capa de edição do semanário *Spiegel*, intitulada *Die grosse Luftnummer* (Castelos no ar). Ridicularizado como 'o D. Quixote do Uckermark', em sua luta contra os moinhos de vento, o professor virou herói quando muitos se sentiram incomodados com um número cada vez maior de turbinas eólicas. Além da poluição visual, elas emitem luzes de advertência à noite, o chamado 'efeito discoteca', e também fazem ruído. Os municípios em zonas rurais, por sua vez, às voltas com a falta de recursos, encontraram uma nova fonte de renda, ao arrendar terras para novos parques de turbinas eólicas. Mas alguns desses contratos mais se parecem a negociações feitas em repúblicas de bananas. A aceitação dos cata-ventos pela população é praticamente comprada, não apenas com cheques para o município, como também por meio da distribuição de bonificação em dinheiro por habitante. Uma mudança na Constituição, em 1996, privilegiou a construção de turbinas eólicas, e como observa o *Spiegel*, 'hoje é mais fácil obter licença

para se construir um cata-vento gigante do que uma banquinha de jornal em locais antes totalmente protegidos contra a especulação imobiliária'. Os operadores das turbinas recebem atualmente 8,8 centavos de euro por kilowatt-hora, quando o preço de mercado por Kwh é de 3,5 centavos. Até mesmo as turbinas ineficientes em regiões de pouco vento são beneficiadas. A tarifa, pela atual lei, deve diminuir à base de 1,5% por ano. Na nova lei, essa porcentagem passa a ser de 2%. Além disso, o período de fomento deverá ser reduzido, a fim de incentivar a eficiência dos rotores. Mas para os críticos isso não basta, pois haveria muitas distorções a ser corrigidas. Estudos ainda não divulgados por Clement desvendariam as fantasias em torno da energia eólica, segundo o semanário. Com as tarifas garantidas pela lei, as subvenções à energia eólica somariam 3,5 bilhões de euros até 2010. E a capacidade instalada só diminuiria em 6,3 milhões de toneladas as emissões de CO₂ até 2006. Depois disso, mesmo aumentando o número de turbinas, a diferença seria mínima nas emissões. Até agora a energia eólica, de fato, contribuiu para diminuir em 26 milhões de toneladas as emissões dos gases nocivos ao clima. Mas em 2010 já estarão desativadas as velhas usinas a carvão, hoje responsáveis por cerca de 50% do consumo alemão de eletricidade. Elas serão substituídas por usinas modernas a carvão ou gás, muito menos nocivas ao meio ambiente. No entanto, atualmente as grandes companhias - E.on, RWE e Vattenfall - não estão investindo em novas usinas, à espera da decisão sobre o comércio com quotas de emissão. Seu temor é que ele venha a encarecer a energia a carvão ou gás. 'Somente, nessa hipótese a energia eólica poderá tornar-se rentável', conclui o *Spiegel*. (FOMENTO à energia..., 2004, *online*).

Estudos ainda não divulgados por Clement desvendariam as fantasias em torno da energia eólica, segundo o semanário. Com as tarifas garantidas pela lei, as subvenções à energia eólica somariam 3,5 bilhões de euros até 2010. E a capacidade instalada só diminuiria em 6,3 milhões de toneladas as emissões de CO₂, até 2006. Depois disso, mesmo aumentando o número de turbinas, a diferença seria mínima nas emissões. Até agora a energia eólica, de fato, contribuiu para diminuir em 26 milhões de toneladas as emissões dos gases nocivos ao clima (BRASIL, 2006c, *online*).

2.7.3 Energia Renovável e Novas Tecnologias no Brasil

A matriz energética brasileira, a exemplo dos países desenvolvidos, não deve utilizar, somente, as formas convencionais de energia - hidrelétrica, termoelétrica (carvão ou gás), nuclear. É reconhecida a condição vantajosa, singular do Brasil no que se refere aos recursos energéticos renováveis, os quais podem vir a se tornar fatores determinantes de desenvolvimento, melhor qualidade de vida e resgate da cidadania de milhares de pessoas, que ainda vivem, à margem das condições mais elementares de sobrevivência, principalmente em áreas rurais. Além disso, as energias renováveis são uma alternativa para o abastecimento de pequenos municípios, com potencial favorável a o uso da energia renovável.

Dessa forma, considerando a crescente demanda de energia elétrica foi criado, através do Ministério das Minas e Energia, o “Programa de Incentivo às Fontes Alternativas” ([PROINFA], [entre 2000 e 2006], *online*). O PROINFA foi criado através da Lei Nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e tem como objetivo, aumentar a participação da energia elétrica renovável no Sistema Interligado Nacional (SIN). O programa, estabeleceu a contratação de 3.300 MW pelo (SIN), produzida pelas fontes de energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), sendo 1.100 MW de cada fonte. O BNDES criou uma linha de financiamento especial para estas fontes que prevê financiamento de até 70% do investimento, excluindo apenas bens e serviços importados e a aquisição de terrenos. Os investidores terão que garantir 30% do projeto com capital próprio. Neste contexto, as empresas habilitadas, em licitação pública, pactuaram os contratos de compra de energia elétrica a preços mais elevados que os praticados pelas fontes tradicionais, como forma de subsídio. Além disso, a Eletrobrás, no contrato, assegurará ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição ao mercado de curto prazo, o que é mais um importante diferencial apontado neste incentivo às fontes renováveis. Os contratos terão duração de 20 anos e os projetos deverão entrar em operação até dezembro de 2006 (ELETROBRÁS, 2005, *online*).

Quanto ao potencial de energias renováveis no Brasil, pode-se citar que existe intensidade solar, suficiente na maior parte do território nacional, para incluir o uso extensivo de opções fotovoltaica e térmico-solar, nas regiões urbanas ou em aplicações para áreas rurais. Os potenciais eólicos possibilitam a utilização dessa fonte de energia, principalmente no litoral das Regiões Nordeste, Sudeste e Sul. Finalmente, os recursos de biomassa têm sido amplamente utilizados como combustível para transporte (etanol) e também como combustível industrial para usinas de celulose e papel, usinas açucareiras, pólos petroquímicos, usinas metalúrgicas, entre outras atividades produtivas. O potencial para micro e pequenas hidrelétricas é significativo, dada à expressiva rede hidrográfica brasileira.

2.7.4 Energia Eólica no Brasil

Embora ainda haja divergências entre especialistas e instituições na estimativa do potencial eólico brasileiro, vários estudos indicam valores elevados. Até há poucos anos, as estimativas eram da ordem de 20.000 MW. Hoje a maioria dos estudos indica valores maiores que 60.000 MW. Essas divergências decorrem principalmente da falta de informações (dados de superfície) e das diferentes metodologias empregadas (BRASIL, 2001).

A energia eólica insere-se no contexto da política vigente de diversificação energética do país. No caso brasileiro, há uma complementação sazonal entre as fontes eólica e hidráulica. A geração eólica apresenta a vantagem de não representar prejuízo a outras atividades econômicas do local, permitindo a universalização do uso da energia, além da conseqüente geração de empregos, diminuindo, desta forma, o êxodo rural, uma das maiores causas da pobreza e da marginalização do país (ANEEL, 2002, *online*).

No mapa eólico constante na figura 35, observa-se a estimativa da velocidade dos ventos no Brasil, qual totaliza um potencial de 140.000 MW, onde podem ser identificadas as zonas de maior potencial localizado, principalmente, no litoral das regiões Norte e Nordeste, vale do São Francisco, Sudeste do Paraná e Litoral Sul do Rio Grande do Sul, embora nem todo este potencial possa ser explorado economicamente (BRASIL, 2001).

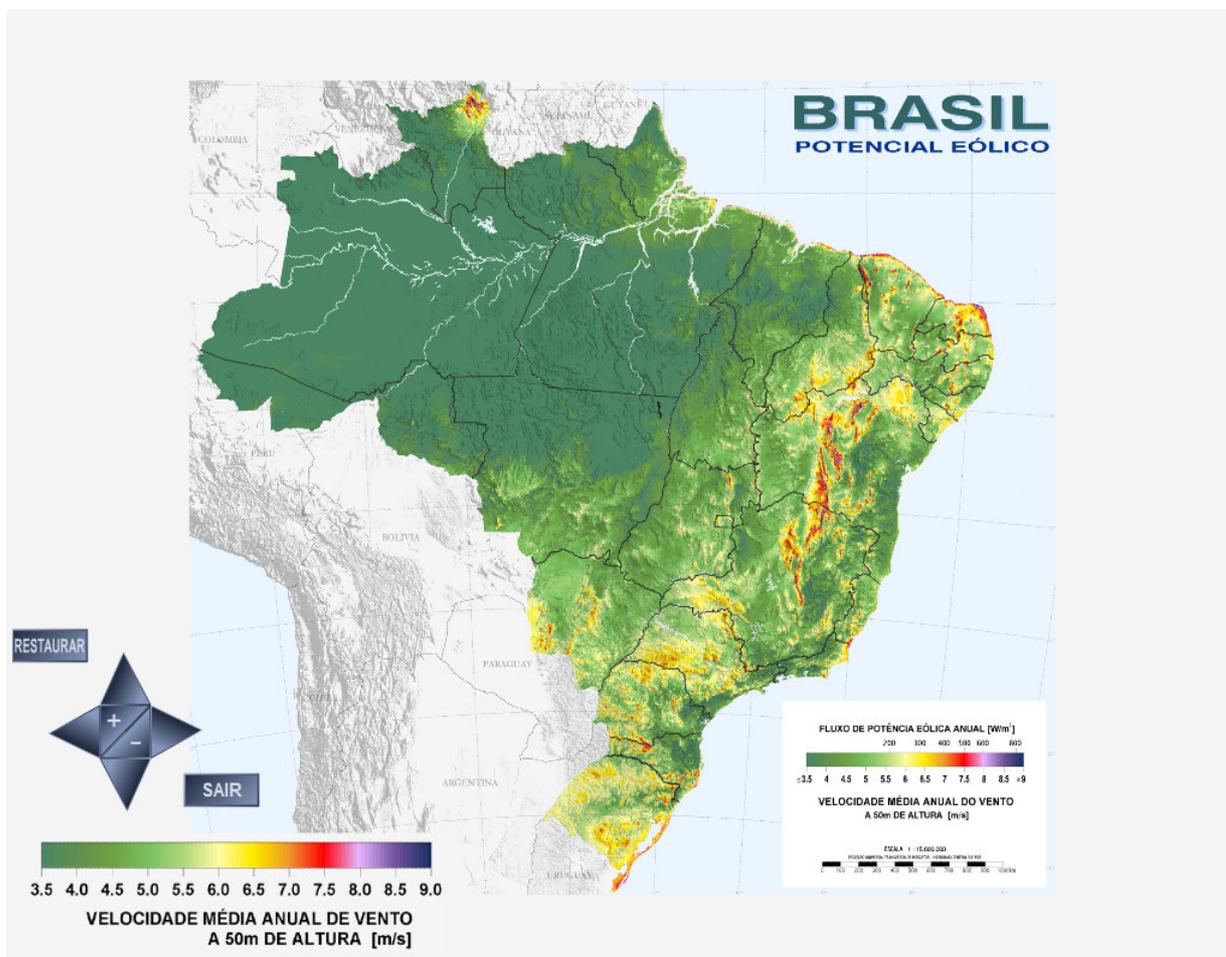


Figura 35 - Estimativa da velocidade dos ventos no Brasil
 Fonte: BRASIL: potencial eólico (2001, *online*).

Para dar uma idéia de empreendimento bem sucedido no Brasil, cabe citar o caso de Fernando de Noronha, onde a primeira turbina foi instalada em junho de 1992, a partir do projeto realizado pelo Grupo de Energia Eólica da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, com financiamento do Folkecenter (instituto de pesquisas dinamarquês), em parceria

com a Companhia Energética de Pernambuco – CELPE. A turbina possui um gerador assíncrono de 75 kW, rotor de 17 m de diâmetro e torre de 23 m de altura (figura 36).



Figura 36 - Primeira turbina eólica de Fernando de Noronha (Brasil)
Fonte: Memória da Eletricidade (apud ANEEL, 2002, *online*).

Na época em que foi instalada, a geração de eletricidade dessa turbina correspondia a cerca de 10% da energia gerada na ilha, proporcionando uma economia de aproximadamente 70.000 litros de óleo diesel por ano. A segunda turbina foi instalada em maio de 2000 e entrou em operação em 2001, financiada pela ANEEL. As duas turbinas geram até 25% da eletricidade consumida na ilha. Esses projetos tornaram, na época, Fernando de Noronha o maior sistema híbrido eólico-diesel do Brasil.

Os projetos que estão já implantados no Brasil tiveram como primeiro objetivo o caráter de demonstração da viabilidade técnica, embora alguns deles estejam ligados ao sistema nacional e operam comercialmente, principalmente no nordeste do país. Entretanto, este quadro está em evolução. É o que se pode constatar a partir dos 147 empreendimentos eólicos outorgados pela ANEEL entre 1998 e 2004 que correspondem a 6.722 MW (ELETROBRÁS, 2005, *online*).

Segundo estudos desenvolvidos pelo Instituto Alemão de energia eólica DEWI em 2003, o investimento total de um parque eólico no Brasil ficará em R\$ 3.471/kW (aproximadamente, 1.000 Euros/kW). Na Alemanha, o valor deste mesmo investimento é da ordem de 1.160 Euros/kW (aproximadamente, R\$ 4.002/kW), o que significa que o custo médio de um parque eólico brasileiro deverá ser 13,3% menor que na Alemanha (MATTUELLA, 2005).

2.7.5 Geração Elétrica com Biomassa no Brasil

O fator mais importante para viabilizar a energia de biomassa, independentemente da tecnologia empregada, é a redução do custo da matéria-prima. No cálculo do custo da matéria-prima, devem ser considerados os custos de coleta e transporte (MACEDO, 2003).

No Brasil é notável o crescimento de florestas plantadas. No segmento de papel e celulose, 100% da madeira é reflorestamento. Para carvão vegetal, a área plantada cresceu de 34% em 1990 para 72% em 2000. No setor de produtos sólidos de 28% em 1990 para 44% em 2000. Estima-se em 6,4 milhões de hectares de florestas plantadas no Brasil. Deste total 4,8 milhões são de Eucaliptos e 2,6 milhões são de Pinus com florestas nativas intercaladas. (MACEDO, 2003, p. 34).

O Brasil possui a melhor tecnologia no mundo para a implantação, manejo e exploração de florestas de eucaliptos. A produtividade média de eucalipto, em São Paulo, em três ciclos de seis anos, atingiu 44,8 m³/ha.ano, que é uma boa condição para a rentabilidade de uma “floresta energética”. Outras análises indicam que valores de 56 m³/ha.ano poderão ser atingidos. A produtividade, estimada para as áreas tropicais é de 40-60 m³/ha.ano (MACEDO, 2003).

Os custos, com a produtividade atual, já são mais baixos, comparado a outros países produtores no Hemisfério Norte.

Geograficamente, o Brasil se situa entre 5° de latitude norte e 33° de latitude sul, nas zonas tórrida e temperada. O volume médio de chuva, excetuada uma parte do nordeste brasileiro, é superior a 1000 mm/ano, o que faz com que todo o seu território se torne apropriado para o cultivo do eucalipto. De acordo com os dados da Cenibra (produtora de celulose de eucalipto em Minas Gerais, de capital 100% japonês), a produção anual de um hectare em termos de massa seca absoluta é de dez toneladas. A combustão gera 4.500 kcal/kg (40% da caloria do petróleo). Por conseguinte, de um hectare de plantação de eucalipto obtém-se, por ano, combustível de biomassa equivalente a 4 toneladas de petróleo. (MORITA, 2001, *online*).

O reflorestamento ocupa, em média, um trabalhador direto para cada 20 hectares da área reflorestada. Para um milhão de km² de área reflorestada, que em tese pode ser realizado no Brasil, seria possível criar cinco milhões de empregos diretos na área rural.

Outro grande potencial para a utilização de biomassa no Brasil é a produção de metanol. A introdução da mistura gasolina/álcool no Brasil teve um impacto positivo imediato na qualidade do ar das grandes cidades, particularmente em São Paulo. Inicialmente, aditivos (como o chumbo) tiveram seu uso reduzido à medida que a quantidade de álcool na gasolina aumentava e foram totalmente eliminados em 1991. Também os hidrocarbonetos aromáticos (tais como o benzeno), presentes na gasolina e que são particularmente tóxicos, foram eliminados e o conteúdo de enxofre da gasolina foi reduzido. Além disso, as emissões de monóxido de carbono foram drasticamente reduzidas a padrões anteriores a 1980.

O Brasil, desde a década de 20, usa o álcool combustível. O Programa do Álcool (Proálcool) foi implementado em escala comercial, no final dos anos 70, em meio à crise dos preços do petróleo. Foi um programa pioneiro na efetiva substituição da gasolina. Desde então, o álcool da cana é usado como combustível no País de duas maneiras: como álcool etílico hidratado carburante (AEHC), em carros 100% movidos a álcool, ou como álcool anidro (AEAC), em carros a gasolina, com adição média variando de 20% a 25%. Este fato garantiu ao País não só a produção em larga escala de etanol de biomassa como, também, a atuação de uma forma mais competitiva do que qualquer outro país no mercado mundial do açúcar, graças aos intensos investimentos em P&D.

Entretanto, os preços internacionais do petróleo e do açúcar dificultaram a sustentabilidade econômica do Programa Álcool e fizeram com que a política governamental, o desacelerasse nos anos noventa. A desaceleração representou uma significativa diminuição da frota de carros 100% a álcool e a desestabilização conjuntural da cadeia produtiva.

Apesar da desaceleração do Proálcool, a produção de etanol se manteve, graças à mistura do álcool etílico anidro carburante na gasolina, cujo crescimento compensou a queda no consumo de álcool hidratado.

No Brasil, são crescentes os esforços em pesquisa de desenvolvimento nos elos da cadeia produtiva açúcar/álcool de cana, e os avanços alcançados asseguram, hoje, a supremacia mundial nestas tecnologias (NEGRÃO; URBAN, 2005, *online*).

À eficiência produtiva somam-se benefícios socioeconômicos e ambientais. O setor é responsável por grande geração de empregos: foram criados mais de 700.000 empregos rurais com modesto investimento (US\$ 20 mil/posto de trabalho); e, dados seus efeitos multiplicadores, responde pela dinâmica econômica de várias regiões de alguns estados brasileiros.

O balanço energético do setor também é extremamente favorável, pois cada unidade de energia utilizada para produzir álcool gera, no final, uma quantidade de energia de “[. . .] nove a onze vezes maior”. Além disso, o balanço de CO₂ para produzir os equipamentos e máquinas que irão ser usados na produção da cana e do álcool, somados as emissões do uso de insumos para produzir o açúcar e o álcool, mais às emissões da queima da cana ou de NO₃, quando subtraídos do “seqüestro” do CO₂ pela substituição da gasolina (pelo etanol) e do óleo combustível (pelo bagaço), tem, como resultado final, uma redução ou seqüestro de 20% das emissões de CO₂ (NEGRÃO; URBAN, 2005, *online*).

O setor alcooleiro já se prepara para aumentar sua capacidade de produção, hoje de 18 bilhões de litros por ano. Na safra atual (2005/6), foram produzidos 16,5 bilhões de litros. O setor está investindo cerca de US\$ 140 milhões em 40 novas usinas, para passar a produzir mais sete bilhões de litros de álcool na safra 2010/11. As usinas entrarão em produção entre 2006 e 2008 e deverão atingir a capacidade plena em 2010 (BALBI, 2005,

online).

Para dar idéia do crescimento do setor, cita-se a notícia:

Serão necessários entre 50 milhões e 100 milhões litros/ano (cerca de 15 a 20 usinas) para dar conta dos 800 milhões de litros de biodiesel exigidos para fazer frente à obrigatoriedade da adição de 2% do combustível ao diesel em 2008. A vantagem do biodiesel é que ele pode ser produzido também, a partir de oleaginosas e por meio de gordura animal, o que possibilita diferentes safras de grãos, mantendo a produção industrial constante ao longo do ano. O Programa Brasileiro de Biodiesel tem potencial de atingir 20% de obrigatoriedade de adição do combustível ao diesel e a gasolina usada no Brasil. (DEMANDA de biodiesel..., 2006, *online*).

Outro potencial no Brasil é a produção de energia elétrica com biomassa a partir de aterros sanitários. O Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística ([IBGE, 2001?], *online*), estimou em 45 milhões t/ano o lixo urbano no Brasil (2000); se 35% do lixo forem passíveis de reciclagem, o restante seria capaz de gerar 142 TWh de energia elétrica (40% do consumo nacional).

Por outro lado, avaliações da CETESB indicam que há poucos aterros sanitários (dos 153 existentes) em condições de aproveitamento energético do biogás. Estima-se que a recuperação possível seria, em longo prazo, de 25-30% do metano. Os custos previstos em uma análise feita pela COPPE ficaram na região [em torno] de US\$ 43-46/MWh para incineração, geração com biogás ou com a compostagem sólida (valores comparáveis com a geração a gás natural, hoje estimada em US\$ 43,3/MWh). (MACEDO, 2003, p. 56).

As tecnologias de conversão da energia de biomassa para energia elétrica têm sido pesquisadas e desenvolvidas no Brasil e em vários países, mas ainda necessitam de mais estudos para se tornarem competitivas com as usinas convencionais movidas a derivados de petróleo, gás natural e carvão. Entretanto, muitos sistemas de co-geração utilizam resíduos de biomassa como combustível e se fazem presentes, principalmente, em usinas de açúcar/álcool e na indústria de papel e celulose (GREENPEACE, 2006).

2.7.6 Energia Solar

A energia solar pode ser utilizada através de duas formas: Térmica e Fotovoltaica. A primeira ocorre através da conversão direta da energia do Sol em calor e a segunda é a conversão da energia do Sol em eletricidade. A energia térmica é obtida através da concentração direta da energia do sol e produção de calor a uma temperatura adequada que possa ser utilizada. A moderna indústria solar teve início, durante os anos setenta nas chamadas “crises do petróleo”. A energia solar, no estágio atual de desenvolvimento, está em fase comercial. Seu espectro de utilização é amplo, desde o aquecimento de piscinas de natação até a produção de vapor para a geração de eletricidade (INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK..., 2006). As principais aplicações são no aquecimento de água para uso doméstico e em pequena escala industrial nos processos de secagem e refrigeração (absorção). As tecnologias utilizam, em sua maior parte, coletores solares de planos fechados (temperatura < 60 °C); coletores abertos, sem cobertura, em menor escala (temperatura < 30 °C). Os Investimentos estão entre US\$ 560 – 1700 / kW e os custos finais de energia de US\$ 0,03 – 0,20/kWh. Novos avanços tecnológicos poderão reduzir os custos para 0,02 ou 0,03 – 0,10 US\$/kWh (MACEDO, 2003).

A energia “Fotovoltaica” ocorre pelos efeitos da radiação (calor e luz) sobre determinados materiais, particularmente os semicondutores. Entre esses, destacam-se os efeitos termoelétrico e fotovoltaico. O primeiro caracteriza-se pelo surgimento de uma diferença de potencial, provocada pela junção de dois metais, em condições específicas. No segundo, os fótons contidos na luz solar são convertidos em energia elétrica, por meio do uso de células solares (ANEEL, 2002, *online*).

A radiação solar é praticamente constante no espaço (fora da atmosfera). Na superfície varia com as condições atmosféricas (nuvem, poeira) e com a posição relativa da Terra em relação ao Sol (UNITED STATES, 2006b, *online*). Esta situação restringe o uso da energia solar a variáveis dependentes do clima, da posição geográfica e do período do ano, na fase atual da tecnologia.

Concentradores são sistemas para o aproveitamento de energia solar, capazes de gerar temperaturas mais elevadas. A superfície refletora (espelho) dos concentradores tem forma parabólica ou esférica, de modo que os raios solares incidentes são refletidos e concentrados em uma pequena superfície, chamada de foco. Os concentradores, já alcançam elevadas temperaturas com índices de eficiência entre 14% a 22% de aproveitamento da energia solar incidente. Estes sistemas podem ser utilizados para a geração de vapor e geração de energia elétrica. A tecnologia nesta área ainda está em desenvolvimento e os custos são ainda elevados. Na década de 80, foram instalados nove sistemas no sul da Califórnia, EUA, com capacidade entre 14 MW e 80 MW, num total de 354 MW de potência instalada. Os custos da eletricidade gerada nestas instalações variam entre US\$ 90 e US\$ 280 por MWh (ANEEL, 2002, *online*).

Os sistemas fotovoltaicos estão tendo um forte desenvolvimento nos últimos anos (figura 37). Isso vem ocorrendo devido ao seu grande potencial e flexibilidade tanto para conexão nas linhas convencionais de transmissão de energia, como para operação em sistemas isolados. A energia fotovoltaica apresenta um, relativamente, baixo nível de utilização, mas são esperadas reduções no custo futuro, estimativa que a colocam, com potencial de se tornar a segunda no *ranking* das energias renováveis até o ano de 2040 (EREC, 2006, *online*).



Figura 37 - Sistema térmico de geração solar de energia elétrica (Califórnia – EUA)
Fonte: ANEEL (2002, *online*).

2.7.7 Energia Geotérmica

A Energia Geotérmica é a energia contida nos reservatórios subterrâneos, de vapor água quente e em rochas quentes no interior da Terra. A utilização de vapor ou água aquecida nas profundezas da Terra pode ser aproveitada da mesma forma que o vapor ou água aquecido por outros meios (INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK..., 2006).

Trata-se, por sua vez, de fonte de interesse local ou, no máximo, regional, pela escassez de lugares que reúnam as condições naturais necessárias.

Conforme a publicação o *Estado da arte e tendências tecnológicas para a energia* (MACEDO, 2003), a utilização de energia geotérmica (tanto para eletricidade quanto para calor) parece atraente considerando o potencial: 1% da energia térmica contida em uma camada superficial de dez km da Terra corresponde a 500 vezes todas as reservas de óleo e gás.

No estágio atual da tecnologia duas formas de utilização podem ser utilizadas: 1 - para a energia de reservatórios hidrotérmicos de até três km, contendo água quente e/ou vapor (são úteis para potência nas temperaturas acima de 100 °C; 2 - para os *hot dry rock (hdr)*, que ocorrem onde há gradientes térmicos bem acima da média de 50° C/km em profundidade. em torno de quatro km.

A tecnologia comercial hoje é para os hidrotérmicos; há cerca de 40 plantas, com oito GW. O crescimento tem sido de 4% ao ano, para a geração de eletricidade e de 6% para a produção de calor, notadamente na Ásia.

Os custos da energia geotérmica variam entre US\$ 2-10/kWh (eletricidade) e US\$ 0,5-5/kWh (calor); e devem ser mantidos no futuro, com a tecnologia sendo usada para expandir as aplicações. O Electric PowerResearch Institute (EPRI) estima potencial para US\$ 2700/kW em 2030 (HDR), metade do que seria hoje, e US\$ 1800/kW para sistemas hidrotérmicos já em 2007 (otimização da tecnologia atual) (MACEDO, 2003).

2.7.8 Energia Marinha

As energias das ondas e das marés assemelham-se à geotérmica, no sentido de que são primordialmente de interesse local e complementar, além de não haver muitos lugares favoráveis. Quanto à utilização da energia térmica dos oceanos, não passa, no momento, de uma possibilidade teórica.

Conforme a publicação o *Estado da arte e tendências tecnológicas para a energia* (MACEDO, 2003), as primeiras instalações no mundo começaram a surgir em 2001; são esperados fatores de capacidade de 25-30%, investimentos de US\$ 1500-3000/kW e custos finais de energia de 0,08-0,20 US\$/kWh. Trata-se de buscar converter a energia correspondente ao movimento da frente da onda usando dispositivos no litoral (praias: fixos); no mar próximo (até 50 m profundidade, flutuantes, com transmissão de energia pelo fundo); e em alto mar (> 200 m de profundidade, flutuantes). A energia das ondas é cerca de cinco vezes mais densa que a energia eólica, a 20 m de altura. Pelo perfil (altura, período, variação) das ondas, a faixa do mar até 30° da linha do equador é a mais propícia para uso.

Há um grande interesse no seu desenvolvimento tecnológico, com cerca de 1000 patentes requeridas. As tecnologias em vista são principalmente:

Em terra (*On shore*): tipo coluna de água oscilante (em testes, escala normal, Açores e Austrália, usando turbinas de Wells); tipo canal convergente, onde o nível de água sobe em um canal artificial e alimenta um lago, que descarrega, através de turbinas, no mar (o único sistema construído foi destruído em uma tempestade, na Noruega, na década de 90).

Alto-mar: também em equipamentos flutuantes e motores hidráulicos que estão em fase de estudos. Os custos estimados hoje já estão próximos de 0,08 US\$/kWh; houve grande redução em vinte anos, estando (para os únicos sistemas em uso, tipo coluna de água oscilante) em 0,08-0,09 US\$/kWh. No Brasil, há estudos em andamento; a faixa de litoral mais promissora se situa (19°S a 33°S) foi analisada quanto ao potencial das ondas, usando dados de satélites (1992-2001). O potencial estimado (ao

longo dos 1900 km do litoral) foi de 40 GW; com uso de no máximo de 10-15%, atingiríamos 50 TWh (em águas rasas: até 50m). (MACEDO, 2003, p. 32).

A energia marinha, conforme o EREC (2006, *online*), deverá ter maior utilização depois de 2020, com taxas de crescimento similares as que estão tendo no presente as energias eólica e solar.

2.8 A Promessa do Hidrogênio e Outras Tecnologias Avançadas

A utilização do hidrogênio como combustível tem sido extensamente estudado, e há praticamente consenso nas vantagens de integrá-lo a sistemas de suprimento de energia no futuro (MACEDO, 2003).

O interesse é muito grande nos países desenvolvidos, pois além das vantagens ambientais poderia reduzir a importação de energia (petróleo), principalmente dos Estados Unidos e dos países da Comunidade Européia. O impacto favorável seria, particularmente, no setor de transportes, visto que o hidrogênio não é uma fonte, mas um condutor de energia. Para isto, é essencial a produção de hidrogênio em grande escala e com custos competitivos. Não se sabe ainda qual a melhor rota tecnológica, mas existem várias rotas alternativas em desenvolvimento, tais como: a partir da eletricidade (eletrólise), por energia solar (conversão fotoquímica), por produção biológica, pela gasificação de biomassa ou no futuro, pela produção termoquímica, incluindo a pirólise a plasma (MACEDO, 2003).

O hidrogênio pode ser produzido a partir de todas as fontes de energia primária, gás natural, carvão, energia nuclear e energias renováveis. Os processos de produção do hidrogênio usados em escala comercial são: gasificação de combustíveis (gás natural,

metanol, etanol); oxidação parcial de óleos pesados e carvão; decomposição termoquímica da água; eletrólise de água (UNITED STATES, 2006b, *online*).

Uma forma eficiente de produção de energia elétrica é através de célula a combustível. A célula a combustível é um dispositivo eletroquímico que transforma a energia química de um combustível diretamente em eletricidade. A combinação do hidrogênio com o oxigênio do ar gera energia elétrica, calor e água. Este processo, que em síntese, pode ser considerado uma eletrólise reversa, tem eficiência energética superior aos processos tradicionais de combustão de um combustível fóssil ou de biomassa.

O hidrogênio pode ser usado em motores de combustão interna com potencial de reduzir as emissões de poluentes em mais de 99%. O grande apelo ambiental reside no fato de diminuir ou até mesmo não emitir os gases que são tradicionalmente liberados pelos motores à explosão, tradicionais. Os únicos derivados das células combustíveis são água e calor.

As células combustíveis a hidrogênio (figuras 38 e 39) também podem ser usadas em veículos para transporte e em aplicações estacionárias, fornecendo eletricidade para residências, escritórios, shopping centers e outras construções (SILVA et al., 2003, *online*).

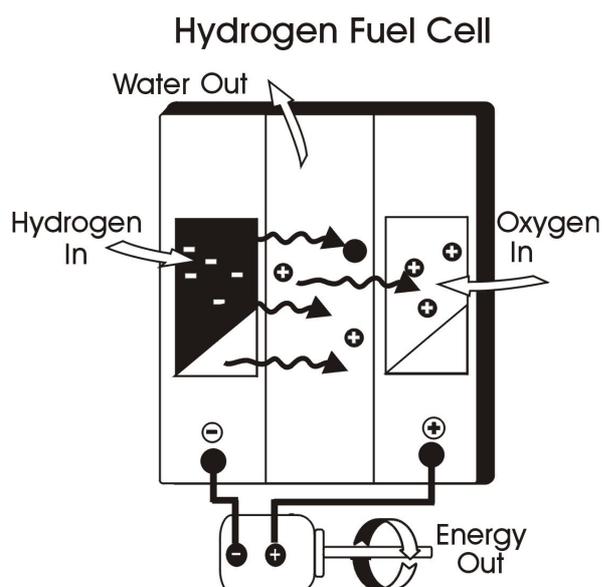


Figura 38 - Diagrama esquemático da célula de combustível
Fonte: United States (2006c, *online*).



Figura 39 - Célula de combustível
Fonte: United States (2006b, *online*).

A maior parte do hidrogênio produzido, atualmente, provém das fontes fósseis. Através da “reforma do gás natural” são produzidos cerca de 48% do hidrogênio; o petróleo e o carvão são responsáveis por 30% e 18% da produção mundial, respectivamente. A reforma é definida como a conversão catalítica e endotérmica de um combustível líquido, sólido ou gasoso para um gás combustível (H_2). A maioria dos processos utiliza hidrocarbonetos leves para a extração do hidrogênio. Os hidrocarbonetos leves são aqueles com cadeias carbônicas situadas entre o metano e a nafta, com pontos de ebulição inferiores a 250 °C. Esses compostos podem reagir com a água a temperaturas entre 800 e 900 °C em presença de catalisadores, resultando numa mistura de gases que contém, principalmente H_2 , CO, CO_2 e CH_4 . Essa reação resulta em um produto gasoso, de composição típica aproximada de 62,6% de H_2 , 21,4% de CO_2 , 12,5% de H_2O e 3,5% de N_2 em volume (SILVA et al., 2003, *online*). Nos processos comerciais baseados na reforma de vapor, cerca de 60% do custo é matéria-prima e 30% é investimento.

A eletrólise é responsável por 4% da produção do hidrogênio. O principal insumo para a realização da eletrólise é a energia elétrica. Dessa forma, o hidrogênio pode ser produzido através das fontes renováveis, como solar, hidráulica, eólica e biomassa. O diagrama da figura 40 ilustra de forma simplificada os processos de obtenção do Hidrogênio, através das fontes renováveis. A opção de produção de hidrogênio, através da biomassa, é extremamente interessante para o Brasil, porque o país é o maior produtor mundial de cana-de-açúcar e dispõe de grande estoque de terra para aumentar

consideravelmente a área plantada. Nos sistemas com eletrólise, 70-80% é custo de energia elétrica.

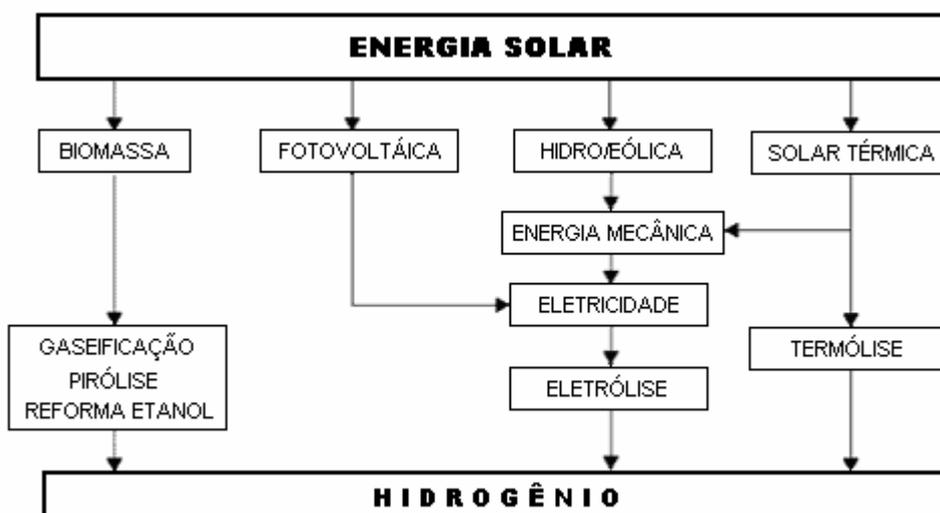


Figura 40 - Diagrama simplificado da obtenção do hidrogênio através das fontes renováveis
Fonte: Silva et al. (2003, *online*).

A gaseificação é um processo de conversão termoquímico, realizado a altas temperaturas, envolvendo oxidação parcial dos elementos combustíveis de constituição da biomassa. Os gases produzidos na gaseificação são formados por CO, CO₂, H₂, CH₄, traços de hidrocarbonetos pesados, água, nitrogênio e várias outras substâncias - pequenas partículas de coque, cinza, alcatrão e óleos, que são considerados contaminantes. A composição desse gás de síntese depende do tipo e das características do gaseificador.

Mesmo utilizando hidrocarbonetos como combustíveis primários, as emissões de gases, como dióxido de carbono, óxidos de nitrogênio e enxofre são menores ou inexistentes utilizando células a combustível do que as formas tradicionais de queima desses combustíveis para gerar eletricidade. Elas também produzem menor nível de ruído por serem uma forma estática de conversão de energia.

Algumas tecnologias já se encontram em fase comercial e outras ainda estão sendo desenvolvidas. Grandes empresas privadas e agências governamentais estão investindo nesta tecnologia. A grande desvantagem destes sistemas é o custo atual que, entretanto, deverá ser significativamente reduzido com os avanços tecnológicos. O uso futuro do

hidrogênio, em larga escala, dependerá também, do estabelecimento de uma infra-estrutura adequada e da escala de produção.

Desde a publicação da *National Energy Policy* (NEP) em 2001, os Estados Unidos, adotaram várias iniciativas relacionadas ao desenvolvimento da tecnologia do hidrogênio. Cita-se entre elas, a parceria da 'FREEDOM CAR' em janeiro de 2003 que declarou: 'Com um novo compromisso Nacional, nossos cientistas e engenheiros superarão os obstáculos para levar esses carros do laboratório para o salão de exposição, de modo que o primeiro carro dirigido por uma criança nascida hoje possa ser movido por hidrogênio e não polua [O *FutureGen*, de usinas elétricas a carvão e a hidrogênio com emissão zero, que inclui o seqüestro – captação e armazenamento – de emissões de gás-estufa, anunciado em fevereiro de 2003].' (GARMAN, 2004, *online*).

São projetos e manifestações que no seu conjunto demonstram a importância e a prioridade dada para o desenvolvimento de novas tecnologias de geração de energia limpa. O papel do Governo Federal é acelerar o desenvolvimento do hidrogênio e da célula combustível para que o setor possa tomar decisões sobre a comercialização em 2015. A realização desse ideal exigirá uma combinação de inovações tecnológicas, aceitação do mercado e grandes investimentos em infra-estrutura nacional para energia a hidrogênio. O sucesso não virá da noite para o dia, nem mesmo em alguns anos, mas sim em décadas, e exigirá um processo contínuo que introduza gradualmente o hidrogênio à medida que as tecnologias e os mercados vão se preparando para isso. Atualmente é realizado um grande investimento no setor de transportes, porém não se espera, além de algumas aplicações iniciais, impactos significativos do uso de hidrogênio no período 2000-2020 (ABRAHAM, 2004, *online*).

Além de solucionar os problemas críticos de energia na área de transporte e de geração de energia elétrica, há necessidade de aumentar a eficiência energética em outros setores. A área de construção civil é um exemplo. O aumento da população e também das comodidades modernas exigem mais eletricidade. Serão necessárias novas tecnologias para uma nova geração de edifícios que serão “eficientes”, confortáveis e mais simples de operar e manter. Por exemplo, a luz de estado sólido, que usa LEDs (diodos de emissão de luz) semicondutores, é uma inovação tecnológica revolucionária que promete alterar o modo de iluminar residências e escritórios. A iluminação consome quase 30% de toda a eletricidade

produzida para edifícios. Embora as lâmpadas fluorescentes sejam mais eficientes que as lâmpadas incandescentes, elas equivalem, em termos de desenvolvimento tecnológico, o mesmo que os transistores foram para as válvulas ou o que foi o automóvel para o transporte a cavalo. Em termos de longo prazo, as pesquisas dos Estados Unidos se concentram nos “edifícios com energia zero” que, de modo geral, poderiam de fato produzir mais energia do que consumir, ao combinar um desenho altamente eficiente com energia de célula combustível, solar, geotérmica e outras tecnologias de distribuição e co-geração de energia (UNITED STATES, 2006a, *online*).

Atualmente, as células solares que convertem luz solar diretamente em eletricidade, conhecidas como fotovoltaicas (FV), já estão contribuindo para complementar as necessidades de energia dos edifícios por meio de painéis FV de película fina localizados nos tetos, e fornecendo energia elétrica para fins de distribuição de energia em áreas não servidas pelo sistema de transmissão de energia elétrica. Os recursos de distribuição de energia elétrica são constituídos por uma variedade de pequenas tecnologias modulares de geração de energia, que podem ser combinadas com sistemas de gerenciamento e armazenamento de energia e usadas para melhorar a operação do sistema de distribuição de eletricidade, estejam ou não essas tecnologias conectadas a um sistema de transmissão de energia elétrica (GARMAN, 2004, *online*).

O DOE realiza pesquisa e desenvolvimento também na área da nanotecnologia. Os “nanomateriais”, normalmente na escala de um bilionésimo de metro ou mil vezes mais finos que um fio de cabelo humano, guardam propriedades químicas e físicas diferentes dos mesmos materiais em tamanho maior. Essa tecnologia, de objetos microscópicos, tem o potencial de revolucionar os meios de produção, utilização e distribuição da energia. Devido ao reduzido tamanho e a propriedade física de excelente condutividade, os “nanotubos” de carbono (camadas de grafite enroladas em tubos extremamente estreitos de alguns nanômetros de diâmetro), poderão ser, no futuro, os componentes básicos de dispositivos eletrônicos. Os técnicos do DOE acreditam que muitas dessas tecnologias resultarão em economia de combustível antes e depois da introdução de veículos movidos a célula combustível, já que se prevê que os materiais leves e as tecnologias híbridas serão incorporados aos projetos de veículos alimentados por esse combustível. Além disso, há pesquisa e desenvolvimento para continuar os avanços em eficiência energética de produção

e em outros setores, em eletrodomésticos, em edifícios e na transmissão e distribuição de energia elétrica (GARMAN, 2004, *online*).

2.9 Custos Estimados de Geração Elétrica para Diferentes Tecnologias

Em 2005, foi realizado pela IEA um estudo sobre custos de geração de energia elétrica com diferentes fontes.

O estudo foi realizado por especialistas representantes de 19 países que formam a OECD e de duas Organizações Internacionais, The International Atomic Energy (IAEA) e The European Commission (EC) e também contou com a participação de técnicos especialistas contratados. Os dados fornecidos pelos especialistas foram compilados e usados pelo grupo técnico do IEA Secretariat to Calculate Generation Costs (IEA et al., 2005, *online*).

A base de dados para a compilação dos custos foi fornecida por mais de 130 usinas em operação. No grupo de usinas avaliadas estavam 27 termelétricas a carvão, 23 termelétricas a gás, 13 usinas nucleares, 19 usinas eólicas, seis usinas solares, 24 usinas mistas térmicas usando vários tipos de combustíveis (CHP) e dez plantas baseadas em outros combustíveis ou em outras tecnologias. Os dados do estudo dão ênfase ao crescente interesse de participação dos países com fontes renováveis de energia para geração elétrica, em particular de geração eólicas, e termelétricas de ciclo combinado (IEA et al., 2005, *online*).

As tecnologias e os tipos de usinas incluídas no estudo incluem unidades em construção ou planejadas, que podem ser comissionadas ou entrarem em operação entre os anos 2010 e 2015, e aquelas cujos custos de geração estão sendo estimados ainda na fase de projeto. A metodologia de cálculo se baseou em pré-estudos adaptados, isto é, nivelando custos e a vida útil, aproximada dos projetos. O cálculo usou parâmetros padronizados de

projeto tais como: vida útil 40 anos, fator de capacidade 40% e taxas de desconto do capital de 5% e 10% (IEA et al., 2005, *online*).

Os custos de geração elétrica foram calculados na saída da usina e não incluem os custos de transmissão e de distribuição de energia. Também, os custos associados com as emissões residuais incluindo os gases e as cinzas não foram incluídos. Os autores salientam que os dados de custo compilados não podem ser utilizados de forma generalizada, sem levar em conta as condições locais e de infra-estrutura de cada projeto devido a contextos locais específicos (IEA et al., 2005, *online*).

A metodologia usada para calcular os custos de geração não leva em conta os riscos de mercado decorrentes de projetos competidores.

A liberação do mercado de energia pressupõe que o investidor assuma os riscos de mercado.

Por exemplo, o investidor não tem garantido o mercado ao longo da vida útil da usina. Ele deve internalizar este risco na taxa de retorno para aceitação do projeto que, nesse caso, pode ser maior que 5% ou 10%. Também o “*pay back*” (tempo de retorno do capital) deve ser menor que o tempo de vida útil do projeto.

Principais resultados compilados no estudo:

2.9.1 Custos Estimados Termelétricas a Carvão

A maioria das termelétricas a carvão tem o custo de investimento entre um e 1,5 milhão US\$/MW instalado. O tempo de construção é estimado em torno de quatro anos para a maioria das plantas. O preço do combustível varia largamente em cada país. A metade

considera os preços em ascensão durante a vida útil do projeto e outra metade considera os preços estabilizados.

Com uma taxa de desconto de 5%, os custos de geração variam de 25 a 50 US\$/MWh, para a maioria das plantas a carvão. Geralmente, os custos de investimento representam em torno de 30%. O&M representam 20% e os custos de combustível 45%.

Com uma taxa de desconto de 10%, os custos de geração variam de 35 a 60 US\$/MWh, para a maioria das plantas a carvão. Geralmente, os custos de investimento representam em torno de 50%. O&M representam 15% e os custos de combustível 35% (IEA et al., 2005, *online*).

2.9.2 Custos Estimados Termelétrica a Gás

A maioria das termelétricas a gás tem o custo de investimento entre 400 e 800 mil US\$/MW instalado. As usinas a gás normalmente necessitam menos investimento que as usinas a carvão ou nuclear.

Os custos de O&M são menores que as usinas a carvão. O tempo de construção é estimado em torno de dois a três anos para a maioria das plantas.

"Muitos investidores assumem que o preço do combustível por volta do ano 2010 será entre 3,5 e 4,5 US\$/GJ. A maioria considera os preços em ascensão durante a vida útil do projeto" (IEA et al., 2005, *online*).

Com uma taxa de desconto de 5%, os custos de geração variam de 37 a 60 US\$/MWh para a maioria das plantas a gás, mas na maioria dos casos é menor que 55 US\$/MWh. Geralmente, os custos de investimento representam em torno de 15%. O&M representam menos que 10% e os custos de combustível cerca de 80%, alcançando algumas

vezes 90% dos custos totais. Nestes casos, os custos do combustível, na data da entrada em operação ou durante a vida útil do projeto, é o fator fundamental na viabilização do empreendimento e no cálculo dos custos da eletricidade com geração de usinas a gás. As projeções do preço de gás para o ano 2010 são maiores que os preços praticados hoje para a maioria dos investidores. Os preços fornecidos e assumidos pelo IEA (2004), são diferentes da expectativa do mercado.

Com uma taxa de desconto de 10%, os custos de usinas a gás variam de 40 a 63 US\$/MWh para a maioria das plantas a gás. Geralmente, os custos de investimento representam em torno de 20%. O&M representam 7% e os custos de combustível 73%. Com maiores taxas de desconto, as plantas a gás são mais vantajosas pela menor necessidade de capital e menor tempo de construção (IEA et al., 2005, *online*).

2.9.3 Custos Estimados Tecnologias de Geração Nuclear

A maioria das usinas nucleares tem o custo de investimento, sem contar os custos de reformas e de “decomissionamento”, entre um e dois milhões US\$/MW instalado. O tempo para a construção e de despesas é estimado em torno de cinco anos (em três países) e dez anos (em um país). Em 90% dos países, 90% do investimento ocorrem num período de cinco anos ou menor que isso.

Com uma taxa de desconto de 5%, os custos de geração variam de 21 a 31 US\$/MWh, para a maioria das usinas nucleares. Geralmente, os custos de investimento representam em torno de 50%. O&M representam 30% e os custos de combustível 20%.

Com uma taxa de desconto de 10%, os custos de geração variam de 30 a 50 US\$/MWh para a maioria das usinas nucleares. Geralmente, os custos de investimento representam em torno de 70%. O&M e os custos de combustível representam uma média entre 20% e 10% respectivamente (IEA et al., 2005, *online*).

2.9.4 Custos Estimados Tecnologias de Geração Eólica

Todas as usinas de geração eólicas têm o custo de investimento entre um e dois milhões US\$/MW instalado. Excetuando uma usina construída no mar (*ofshore*). O tempo de construção considerado está em torno de um a dois anos na maioria dos casos.

Foram consideradas usinas com fator de capacidade, em terra (*onshore*), entre 17% e 38% e no mar (*ofshore*) entre 40,5% e 45%. Não foi considerado custo do vento em nenhum projeto, ou seja, nenhuma taxa específica paga pelo uso do recurso renovável.

Com uma taxa de desconto de 5%, os custos de geração variam de 35 a 95 US\$/MWh. Para um grande número de usinas eólicas o custo se situa em torno de US\$ 60/MWh. Os custos de O&M representam 13% e somente em um caso 40 %.

Com uma taxa de desconto de 10%, os custos de geração variam de 45 a mais de 140 US\$/MWh (IEA, 2005a, *online*).

2.9.5 Custos Estimados Pequenas Hidroelétricas

As hidroelétricas consideradas no estudo foram de pequeno porte. Para uma taxa de desconto de 5%, os custos da energia elétrica gerada variaram de 40 a 80 US\$/MWh, para a maioria das usinas.

Para uma taxa de desconto de 10%, os custos da energia elétrica gerada variaram de 65 a 100 US\$/MWh, para a maioria das usinas. A alta dependência do investimento explica as diferenças de custo de geração entre taxas de 5% e 10% (IEA et al., 2005, *online*).

2.9.6 Custos Estimados Tecnologias de Geração Solar

Os fatores de incidência solar reportados no estudo variaram de 9% a 24%.

Para uma taxa de desconto de 5%, os custos da energia elétrica são de 150 US\$/MWh, para a maioria das usinas. Para uma taxa de desconto de 10%, os custos da energia elétrica gerada ultrapassaram 200 US\$/MWh, para a maioria das usinas. Para baixos fatores de incidência solar, o custo ultrapassou US\$300/MWh (IEA et al., 2005, *online*).

2.9.7 Custos Estimados Tecnologias de Geração Mista ou Combinada (CHP)

Para a maioria dos especialistas, nas unidades de geração elétrica mista ou combinada o custo total de geração é muito dependente do uso e do valor do co-produto gerado. Os especialistas concordam que uma aproximação pragmática do custo de geração desse tipo de usina, considerando uma taxa interna de retorno de 5%, ficará entre 25 e 65 US\$/MWh, para a maioria das usinas CHP. Para uma taxa interna de retorno de 10%, o custo ficará entre 30 e 70 US\$/MWh, para a maioria das usinas (IEA et al., 2005, *online*).

2.9.8 Custos Estimados de Outras Tecnologias de Geração Elétrica

No estudo (IEA et al., 2005, *online*), os custos de outras tecnologias de usinas foram também compilados. Entretanto, considerando o reduzido número de unidades e a disparidade nos valores, estes não podem ser utilizados fora do contexto de cada caso específico.

Conforme pode ser verificado nos dados, os custos menores de geração elétrica, considerando as usinas das principais tecnologias convencionais, se situam entre 25 e 45 US\$/MWh, na maioria dos países. Os custos padrões e o *ranking* das principais tecnologias são muito dependentes das taxas internas de retorno consideradas e dos preços do carvão e do gás natural.

A natureza dos riscos considerados nos processos de decisão tem mudado significativamente com a liberação do mercado de energia, que tem implicação na taxa de retorno necessária para aceitação nos investimentos de geração. Os riscos financeiros são percebidos e assumidos de forma diferente. Os mercados de gás natural estão passando por mudanças em muitos níveis.

Também os mercados de carvão estão sobre a influência de novos fatores. As políticas ambientais estão tendo papel cada vez mais importante e deverão influenciar os preços das energias de combustíveis fósseis. Para a maioria dos países que participam da OECD, persiste a necessidade de assegurar o fornecimento de energia, fato que deverá influenciar as políticas governamentais gerando novos investimentos.

O estudo sinalizou os preços relativos de geração para diferentes tecnologias dos países participantes da OECD, e refletiu as limitações das metodologias e das generalizações empregadas. As limitações são inerentes às aproximações ou generalizações utilizadas no trabalho. Os custos apresentados não representam um meio termo preciso dos custos que serão calculados pelo investidor em algum projeto específico. Esta é a principal razão pelas diferenças encontradas frequentemente no Mundo, nos estudos de termelétricas a gás.

Dentro das limitações desta estrutura, o estudo sugere que nenhuma das formas de tecnologia tradicional de geração elétrica será a mais barata em qualquer situação. A preferência de tecnologia dependerá de fatores ou circunstâncias específicas de cada projeto. O estudo deduz que em escala Global existe uma variedade de alternativas para todas as tecnologias de geração consideradas.

A Agência de Energia Nuclear (NEA) e a IEA, da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico, realizam periodicamente uma pesquisa abrangente, onde comparam os custos de geração das centrais térmicas nucleares e convencionais.

Uma das conclusões do último estudo foi que os custos variam muito, nos diversos países pesquisados, em função de fatores, como localização, escala de produção das usinas, cronograma de obras e diferenças nos custos básicos de construção.

Com esse conjunto de informações, o estudo conclui que não existe uma tecnologia que seja a mais econômica, em todos os países. As circunstâncias específicas, de cada país, é que vai determinar qual a tecnologia que será mais econômica (IEA et al., 2005, *online*).

Para melhor compreensão, com os dados do estudo da IEA, foi montada a tabela 11, apresentada a seguir.

Tabela 11 – Estimativas de Custos de Geração Elétrica para Diferentes Fontes

Tipo de Usina	Custo de Geração US\$ /MWh		Observações
	Taxa de Desconto		
	5%	10%	
Usina a Carvão Mineral	15 a 50	35 a 60	Investimento US\$ 1,5 milhões/MW (50% Investimento; 15% O&M; 35% Combustível)
Usinas a Gás	37 a 60	40 a 63	Investimento 400 e 800 mil US\$/MW (Invest. 15%; 10% O&M; 80% Combustível)
Usina Eólica	35 a 95	45 a 140	Investimento US\$ 2 milhões/MW
Usina Nuclear	21 a 31%	30 a 50	Investimento entre 1 e 2 milhões /MW (70% invest.; 20% O&M; 10% Combustível)
Pequenas Hidrelétricas (PCH)	40 a 80	65 a 100	
Energia Solar	150	200	incidência solar 9 a 24 %. Para baixos fatores de incidência solar, custo ultrapassou US\$300/MWh
Geração Elétrica Mista CHP	25 a 65	30 a 70	

Fonte: Baseado no Estudo realizado pela IEA (2005 [qual deles?](#), *online*).

3 DISCUSSÃO DO PROBLEMA

3.1 Qual será a Demanda de Energia no Mundo para os Próximos Trinta Anos?

Disponibilizar energia, a preços acessíveis, para atendimento das necessidades atuais e futuras das populações, tanto nos países do primeiro mundo, como naqueles ainda em desenvolvimento, é uma condição fundamental da sociedade moderna.

A energia interage com todos os segmentos da sociedade, através da área de transportes e da geração de energia elétrica. A energia além de proporcionar facilidades e conforto para a sociedade é também um insumo de produção. Como o comércio entre os países ocorre, cada vez mais, de forma globalizada, é necessário que os produtos produzidos num país tenham preços relativos competitivos. Portanto, o acesso à energia abundante e barata é um elemento fundamental para o desenvolvimento e a melhora da qualidade de vida de uma população.

A necessidade de energia aumenta com o tamanho da população e com o porte da economia.

A população mundial calculada em julho de 2005 de 6,5 bilhões está crescendo a uma taxa média de 2,6% aa. A ONU (2005, *online*) projeta que esta taxa deve se reduzir para algo em torno de 2% entre os anos 2005 e 2050, devendo, neste caso, a população humana atingir um valor médio de 9,1 bilhões em 2050 ou variando a taxa de fertilidade 50% para mais ou para menos, a população será, respectivamente, 10,6 bilhões ou 7,6 bilhões. A figura 41 mostra a curva de crescimento da população mundial, no período 2002 a 2025. A população deverá crescer, em média, 2% ao ano. O crescimento projetado não é o mesmo para todos. Os países industrializados deverão crescer 2,5% aa, os países em desenvolvimento 5,1% aa e os países da Europa do Leste (EE/FSU), com a economia em transição 4,4% aa (UNITED STATES, 2005).

No caso de referência da projeção da IEA (2006a, *online*), o consumo global de eletricidade deverá crescer 3,9% aa nos países não desenvolvidos (non OECD) e 1,5% aa nos países desenvolvidos (OECD). Esta taxa de crescimento significa que a geração de energia elétrica deverá mais que dobrar nas próximas duas décadas passando de uma oferta de 17,8 bilhões de kilowatthora em 2003, para 21,69 bilhões de kilowatthora em 2015 e 30,11 bilhões kilowatthora em 2030.

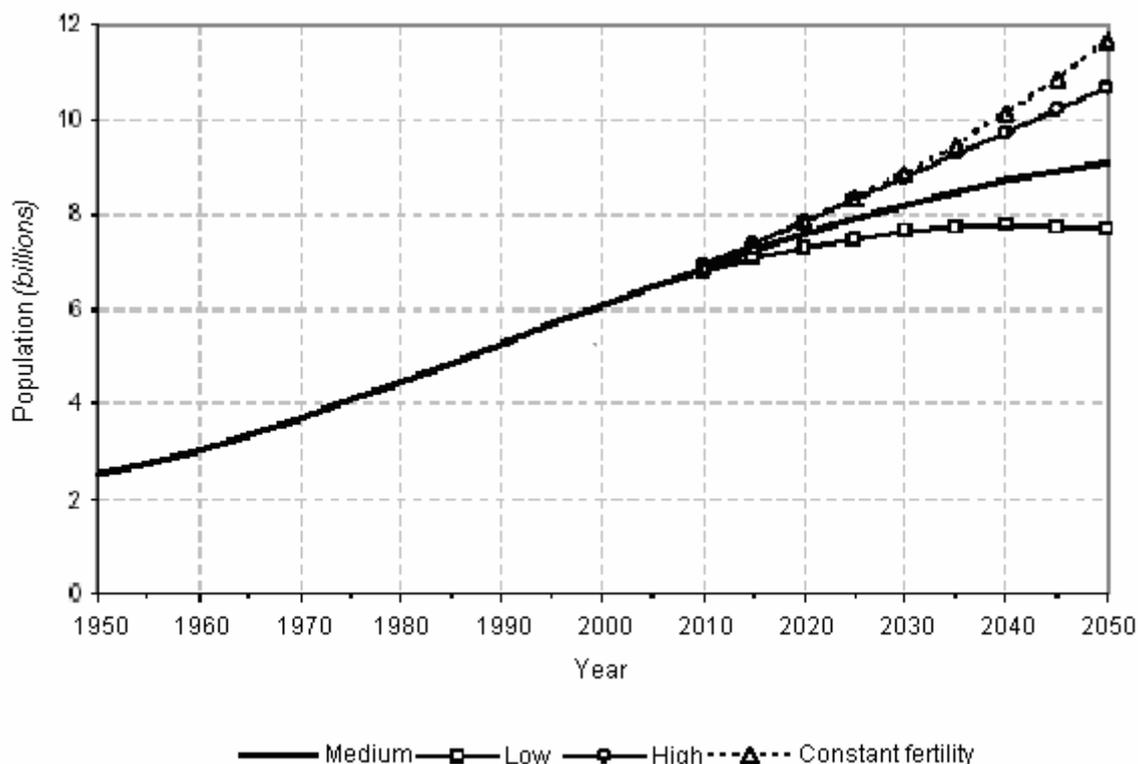


Figura 41 - População mundial 1950 – 2050 (Projeções / cenários)
Fonte: ONU (2004, *online*).

Chama-se a atenção, que a necessidade de energia projetada considera apenas a manutenção da situação atual, ou seja, será somente para manter estável o percentual da população do mundo com acesso à eletricidade, pois o aumento de eletrificação está ocorrendo no planeta, com taxa próxima ao aumento da população. Assim, a não ser que algo diferente aconteça, nos próximos 30 anos, pelas previsões da World Summit on Sustainable Development (ONU, 2002, *online*), realizada em Johannesburg, 1,4 bilhões de pessoas permanecerão sem acesso à eletricidade, e 2,6 bilhões continuarão dependentes das

fontes primitivas de energia. Esta perspectiva demonstra a gravidade e a importância do assunto.

Um vetor importante na discussão que vai condicionar as alternativas energéticas nas próximas décadas é o custo do petróleo. O petróleo é a fonte dominante da área de transportes. É utilizado como fonte de calor em fábricas, como importante matéria-prima na indústria petroquímica e, além disso, em menor quantidade, para a geração de energia elétrica.

Conforme o cenário de referência da IEA, a demanda mundial de petróleo deverá crescer 47% de 80 milhões de barris/dia em 2003 para 117 milhões de barris/dia em 2030, apesar dos preços mais elevados (2006a, *online*).

Considerando os critérios adotados pela EIA e BP, as reservas de petróleo passíveis de aproveitamento seriam em torno de três trilhões de barris. A previsão é apenas um indicativo, pois considera somente o petróleo convencional e um percentual de recuperação do petróleo deixado nos poços já explorados. Conforme estas fontes, as reservas entrarão em forte declínio a partir do ano 2030, ou um pouco mais tarde. Se no cálculo das reservas forem incluídos o petróleo não convencional, óleos pesados da Venezuela, os de lâmina de água muito profunda e o xisto betuminoso, pode-se acrescentar mais dez anos neste prazo. O gás natural teria reservas para mais 20 anos além do petróleo convencional.

Estas projeções não representam um encurtamento tão drástico do tempo de vida, como alguns autores previram, mas tampouco este tempo é longo. Entretanto, as reservas de petróleo se concentram em poucas regiões; mais de 65% estão concentradas no Oriente Médio. Conforme as previsões da EIA e da BP (2004, *online*) em 2020, apesar dos elevados investimentos em prospecção de petróleo em outras regiões, mais de 40% do óleo será ainda oriundo da OPEP. Essa condição continuará como um foco de conflitos que tem gerado instabilidade e insegurança tanto para os países produtores como para os consumidores.

Outra consideração que cabe destacar é os dados conflitantes da ASPO, seguidora da metodologia de Hubbert, cujas estimativas para as reservas remanescentes de petróleo, passíveis de utilização, são apenas da ordem de um trilhão de barris. Esta instituição acredita que as reservas dos países que formam a OPEP podem estar sendo superestimadas, pois as cotas de produção entre os países da associação dos produtores são distribuídas de

forma proporcional às reservas declaradas de cada um. Acreditam também que poderia haver o interesse das grandes companhias petrolíferas em aumentar nominalmente os valores de suas reservas para valorização de seus papéis no mercado.

De qualquer forma, os números reais das reservas globais de petróleo são preocupantes. Mesmo adotando os dados mais otimistas, divulgados pelas grandes corporações do petróleo, estes indicam que o pico de consumo, ou do momento em que as reservas atingem o máximo de produção e começam rapidamente a declinar, será de vinte e cinco anos. No caso de se confirmarem as previsões dos seguidores da “Metodologia de Hubbert”, o pico de produção estaria muito próximo. Fatos recentes, verificados nas estratégias Geopolíticas das nações desenvolvidas, assim como, os novos patamares, mais elevados, dos preços do petróleo, no mercado internacional, nos fazem suspeitar que esta hipótese poderia estar correta. Nesse caso, o mundo estaria entrando num período de incertezas de instabilidade econômica e política. Haveria a necessidade urgente de desenvolver um sucessor ao petróleo, em termos de facilidades de utilização, com preço acessível e ao mesmo tempo não agressivo ao meio ambiente.

No Brasil, observa-se que o petróleo tem uma participação importante na economia, porém menor do que foi na crise da década de 70. Além disso, os dados da Petrobrás (2006, *online*) sinalizam a auto-suficiência do combustível por um período em torno de quinze a vinte anos. Essa condição coloca o Brasil numa situação melhor que a maioria dos países. Entretanto, embora a condição de auto-suficiência, as reservas não são muito grandes e há a necessidade de definir muito critério no seu uso, através de uma política estratégica nacional.

Um cenário global de escassez de petróleo afetaria mais diretamente a área de transporte. Entretanto, a área de geração de energia elétrica também seria afetada pela necessidade de utilização do gás natural, mais intensamente, como combustível no transporte e isso certamente levará a o aumento de seu preço. Historicamente, o preço da *commodity* gás natural tem acompanhado os preços do petróleo.

De qualquer forma, as necessidades energéticas serão crescentes e a substituição do petróleo, em termos globais, é consensual entre os especialistas. A discussão ocorre apenas na intensidade e na velocidade desse processo, que significará um desafio de grande

dimensão, pois nenhuma das alternativas disponíveis reúne as mesmas características de facilidade de transporte, armazenamento e densidade energética.

Os preços elevados de petróleo iriam induzir, por exemplo, uma maior e mais rápida eletrificação dos meios de transportes nos países em desenvolvimento. Esta situação criaria maiores demandas de geração de energia elétrica e necessidades de recursos financeiros não disponíveis, nestes países, com reflexos diretos e negativos em suas economias.

Um fator de preocupação é que, concomitante a esse quadro de necessidades de mais energia aumentam, em nível mundial, as preocupações sobre as emissões de carbono e de outros poluentes atmosféricos. As emissões, pelo uso de combustíveis fósseis nas usinas térmicas, estão sendo associadas à rápida mudança do clima e ao aquecimento global, embora existam incertezas, na comunidade científica, sobre a extensão destes efeitos. É preciso lembrar que, conforme os dados da Agência Internacional de Energia (INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK..., 2006), a matriz de geração elétrica mundial tem grande dependência de fontes térmicas (carvão 37,5%, hídrica 18,9%, nuclear 17,7%, gás natural 14,6%, óleo 10%).

Outra consideração relevante para o futuro da geração elétrica, nas próximas décadas, é a conclusão do estudo publicado pela IEA et al. (2005, *online*) *Projected Costs of Generating Electricity, Update*, que nenhuma das formas de tecnologia tradicional de geração elétrica seria mais econômica em qualquer situação. O estudo indica que em termos de futuro, a tendência é uma competição acirrada entre as fontes de energia elétrica. A opção será por aquela fonte ou por uma composição de fontes que numa determinada situação ou local se mostrar mais adequada. A decisão será o resultado de um balanço de fatores, que levem em conta aspectos ambientais, segurança de fornecimento e de preço para os consumidores.

3.2 Potencial da Energia Renovável

A questão ambiental coloca em evidência as energias renováveis que são percebidas pela sociedade como sustentáveis em termos de futuro.

Entretanto, as fontes de energia alternativas, não tradicionais (eólica, solar e biomassa), apresentam custos de produção mais elevados. Além disso, uma característica importante das energias renováveis é a dependência das forças naturais e de serem disponíveis, somente em locais apropriados e em períodos particulares. Tendem, por sua natureza, a serem variáveis e dependentes de ciclos climáticos. A hidráulica depende de fatores geográficos específicos e do regime de chuvas. A biomassa é sazonal e depende da época da safra. A eólica depende da presença e da intensidade do vento. A energia solar é naturalmente interrompida à noite, mas mesmo durante o dia, o tempo chuvoso ou nublado altera a potência de saída do gerador solar. Em resumo, as fontes renováveis necessitam complementação de outra fonte de energia firme.

3.3 Quais serão as Fontes de Fornecimento de Energia Acessíveis no Brasil, nos próximos Trinta Anos? Como será a Matriz de Geração Elétrica no Brasil?

No contexto global, a tendência será priorizar o desenvolvimento na direção de tecnologias que permitam atender aos requisitos de sustentação ambiental, preços relativos menores e segurança de fornecimento de energia.

No Brasil, existem, ainda, 12 milhões de brasileiros sem luz elétrica, dos quais dez milhões estão na área rural (BRASIL, 2006d). Conforme o planejamento do Governo

Federal no Programa de Universalização de Energia, a meta é zerar este déficit até o ano de 2008 (BRASIL, 2004).

A economia do Brasil, nos últimos anos, vem crescendo a uma taxa modesta se comparada aos parâmetros do resto do Mundo. Em média, o PIB cresceu entre os anos de 2000 e 2005, 2,55% (BANCO CENTRAL DO BRASIL, [2006], *online*). O histórico de crescimento da demanda de energia elétrica no País tem acompanhado o crescimento da economia, numa relação aproximada de 1,22% para cada 1% de crescimento de PIB (GERAÇÃO Elétrica..., 2002, *online*). Pode-se admitir, entretanto, em séries maiores de tempo, que a relação entre o crescimento da demanda de energia elétrica e da taxa de crescimento do PIB se aproxime de um, a exemplo de outros países com economia mais desenvolvida, pois questões como de maior eficiência no uso de energia elétrica deverão gradativamente ocorrer.

A previsão do crescimento de demanda de energia elétrica nas próximas décadas no Brasil é uma questão importante para o desenvolvimento do parque gerador. Entretanto, a demanda dependerá do comportamento de variáveis macroeconômicas, de difícil mensuração no longo prazo.

Para dar uma idéia das necessidades de crescimento da geração elétrica no Brasil, apresenta-se o seguinte cálculo, adotando os cenários de crescimento médio entre os anos 2001 e 2020 do PIB projetados pela COPPE/UFRJ (UFRJ, 2002, *online*) de 3,6% e 4,4%. Em ambos os cenários a estabilidade macroeconômica é considerada pré-condição fundamental:

Capacidade Instalada - 93.728 MW em 1.497 usinas em operação (BRASIL, 2006c, *online*).

Previsão de importação em 2006 - 8.170 MW (ANEEL, 2006, *online*).

Total (Capacidade instalada + importação) - 101.898 MW

Relação entre crescimento da demanda de energia elétrica e crescimento do PIB - 1 (Estimativa conservadora de longo prazo).

Cenário A – Crescimento do PIB de 3,6% a.a no período 2000 a 2020: necessidade de instalação de 3668 MW ano de energia nova.

Cenário B - Crescimento do PIB de 4,4% a.a, no período 2000 a 2020: necessidade de instalação de 4483 MW/ ano de energia nova.

De qualquer forma, existe muita incerteza no comportamento da economia do Brasil nos próximos anos e outros cenários de necessidades de energia elétrica podem ser considerados.

A expectativa do Governo brasileiro está expressa no *Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006 – 2015* (BRASIL, 2006c, *online*). Neste documento, a expectativa de capacidade instalada de energia elétrica no Brasil, em dezembro de 2015 será de 134 667 MW. Subtraindo esse número da capacidade instalada atual de 93571 MW (ANEEL, 2006, *online*), verifica-se a previsão de uma expansão média, nos próximos dez anos de 4100 MW por ano no SIN.

Se pensarmos em termos simplificados, para cada um Megawatt (MW) instalado será necessário investimento médio, superior a um milhão de dólares (IEA et al., 2005, *online*), significa que o Brasil necessitará de recursos superiores a 4,1 bilhões de dólares por ano para a expansão da geração elétrica, sob pena de restringir o crescimento do país.

Assegurar as condições para a viabilização dos investimentos públicos e privados para garantir o suprimento de energia elétrica no país é um grande desafio do Governo e em especial, do setor elétrico.

A falta de investimentos, os entraves burocráticos, ambientais e conjunturais para a construção de novas usinas podem levar o país para um novo racionamento no final da década (2010). O governo brasileiro está apostando, conforme o PDEE 2006, prioritariamente, em novas usinas hídricas e nas usinas termelétricas movidas a gás. Entretanto, assegurar combustível para estas usinas é um problema de difícil solução (BRASIL, 2006c, *online*).

Neste contexto, a questão levantada, que precisa ser discutida e logo definida é: quais serão as fontes de geração elétricas viáveis, capazes de suportar a demanda nas próximas décadas?

3.3.1. Configuração e Características do Sistema Elétrico no Brasil

Pelo tamanho e pela concentração de geração em energia renovável, o Sistema Elétrico Brasileiro (SIN) é único, com forte predominância de usinas hidrelétricas, devido às condições topográficas favoráveis (rios de calhas em regiões de planalto).

Do total de 93728 MW instalados, a geração hídrica tem percentual de 73%. As demais fontes são: gás 9%, óleo 3%, carvão 2%, nuclear 2%, biomassa 0%, eólica e outras renováveis (PROINFA) 3%, importação 8%. Em média 76% da energia elétrica do SIN é renovável (BRASIL, 2006a, *online*).

A infra-estrutura de usinas hídricas construídas no Brasil é inegavelmente uma vantagem competitiva, entretanto, a construção custou muito caro para o país.

Deve ser lembrado que na década de setenta, as instituições financeiras internacionais dispunham de muitos recursos depositados pelos países produtores de petróleo (OPEP) que as colocava numa situação de excessiva liquidez. O Brasil, no período do chamado “Milagre Brasileiro”, apresentava elevadas taxas de crescimento, situação que induziu o Governo a planejar uma grande infra-estrutura de geração elétrica para sustentar a esperada expansão da economia. Neste contexto, foram construídas, com recursos de financiamentos internacionais, a juros flutuantes, grandes usinas hidrelétricas, cujos exemplos mais significativos são Itaipu e Tucuruí. A elevação posterior dos juros internacionais, juntamente com outros problemas conjunturais, frustrou a perspectiva de manutenção do crescimento do país. Os recursos investidos nas usinas foram formadores de parte significativa da elevada dívida externa brasileira, causadora de grandes problemas econômicos e sociais, nas décadas seguintes.

A concentração excessiva de geração elétrica numa fonte apresenta riscos. O pequeno crescimento do PIB, nos anos 80 e 90, mascararam a necessidade de complementação de energia firme, no SIN.

Embora o planejamento do setor elétrico (Plano 2015/ Eletrobrás), elaborado no início dos anos noventa, indicasse a necessidade de mais energia firme, em torno de 5% de base térmica e a interconexão entre as regiões, os investimentos não foram realizados, na magnitude necessária. Isso ocorreu pela escassez de recursos e pelo costume de quase duas décadas de operação do SIN, com grandes disponibilidades de reserva hídrica.

Em períodos anteriores a 1999 era comum ouvir manifestações contra a construção às usinas térmicas, principalmente a carvão mineral, com argumentos que as dimensões continentais do Brasil asseguravam a confiabilidade energética do sistema pela complementação de regime dos rios em diferentes bacias. Ou seja, enquanto houvesse estiagem numa região, outra manteria suficiente armazenamento de água para o fornecimento da energia necessária. Esta mentalidade teve influência, principalmente, no sul do país, onde os projetos térmicos ou haviam ficado inacabados por falta de recursos ou com a operação ociosa, pelo excesso de capacidade instalada, com graves prejuízos para as empresas controladoras.

Esta conjuntura desembocou no racionamento de energia “Apagão de 2000/2001”, causador de grandes prejuízos à economia do país.

A crise de energia elétrica resultou no racionamento de 20% da demanda em todo o país, e ocorreu fundamentalmente por insuficiência hídrica nas regiões Nordeste e Sudeste. É significativo lembrar, que nessa ocasião, as usinas térmicas do Sul do Brasil não operaram à plena carga, por falta de capacidade de transmissão de blocos de energia daquela região para o Sdeste.

A complementação de regimes entre bacias é uma possibilidade real e deve ser aproveitada, mas não é suficiente para atender todas as situações, foi uma das lições da crise “Apagão de 2000/2001”.

O novo modelo em implantação do setor elétrico brasileiro busca viabilizar a construção de novas usinas, com capitais privados, através de regime de concessão e contrato de longo prazo (15, 20 e 30 anos) de compra de energia. Podem participar dos leilões, projetos de geração de energia de qualquer fonte, depois de licenciados ambientalmente (LI). O critério para a seleção é o de menor preço de geração de energia. Esta modelagem deverá incentivar, num primeiro momento, a construção de usinas hídricas,

de pequeno reservatório (Fio de Água) por serem mais baratas e causarem menos impacto ambiental. Porém, é preciso ressaltar que este tipo de usina é mais dependente das condições de vazão dos rios e necessita mais energia complementar.

De qualquer forma o critério de seleção dos projetos, através de leilões de energia, deverá dar mais transparência e consistência nas decisões de investimento do setor. Deverá também alavancar projetos de energia térmica, que hoje podem ser competitivos, em alguns casos.

É preciso que seja enfatizado que, paralelamente as usinas contratadas através dos leilões, deverá haver ações governamentais para a viabilização de unidades que sejam “estruturantes” para a confiabilidade do SIN.

Nos próximos tópicos, para uma melhor compreensão, será discutido, em termos mundiais e do Brasil, a situação de cada fonte de energia, quanto ao potencial do crescimento, explanando-se suas vantagens e desvantagens comparativas.

3.3.2 Energia Hidráulica

Entre as energias renováveis, destaca-se a hidrelétrica, pois a usina, quando instalada em local apropriado, é uma forma econômica, de baixo custo de geração elétrica. Porém, na medida em que exige a criação de grandes reservatórios artificiais, sofre fortes e crescentes restrições devido aos impactos que causam no meio ambiente e social, nas populações das áreas que serão alagadas. Além disso, é também geradora de gases de efeito estufa, pela decomposição da matéria orgânica existente na área do alagamento.

Quando se pensa em novos aproveitamentos hidrelétricos nos países desenvolvidos e densamente povoados, verifica-se que os locais mais apropriados já estão utilizados e que os locais ainda não aproveitados apresentam, em geral, condições mais caras ou de maiores

impactos sociais e ambientais, pois pela lógica, são construídos primeiro os aproveitamentos mais fáceis e de menor custo. De forma geral, pode-se considerar que os países desenvolvidos já utilizaram todo o potencial hídrico, não havendo mais espaço para a expansão significativa em seus territórios. Em termos globais, o espaço para crescimento será em alguns países em desenvolvimento.

Entretanto, a construção de uma usina hidrelétrica, normalmente, é extensiva em investimento, com longo prazo de maturação. A construção de uma hidrelétrica de grande porte demanda de sete a dez anos. Os países em desenvolvimento, normalmente, sofrem restrição de capital próprio e as incertezas políticas e de mercado tornam o custo dos recursos internacionais mais elevados. Em termos globais, essas condicionantes deverão se traduzir em grandes restrições para a construção de novas hidrelétricas no futuro.

Um sistema confiável de fornecimento de energia precisa ser adaptável às variações diárias e sazonais do consumo. Além disso, um sistema predominantemente de energia renovável hídrico precisa adaptar a capacidade de geração ao regime de chuvas e suas variações ao longo dos anos. Com este princípio, as usinas no Brasil foram construídas, no passado, com grandes reservatórios para compensar as variações na disponibilidade de água.

A construção de grandes reservatórios requer a inundação de extensas áreas, que só foi exequível em uma época em que as restrições ambientais não eram muito fortes e quando as questões sociais e a disputa pelo uso da terra não eram tão acirradas. Para exemplificar, podem ser citadas as duas maiores usinas hidrelétricas construídas no Brasil. A inundação de grandes áreas florestais, como ocorreu em Tucuruí, e obras, como as que fizeram desaparecer o salto de Sete Quedas na construção de Itaipu, seriam de difícil viabilidade nas atuais circunstâncias. Cita-se também o projeto atual, ainda não viabilizado, da usina de Belo Monte de 11 mil MW, no rio Madeira, cuja área de inundação foi reduzida a 1/3 (1200 para 400 km²) sem redução da potência a ser instalada (O FUTURO do sistema..., 2005, *online*).

A relação média entre a área alagada e a capacidade instalada das usinas que estão operando no SIN é de 0,52 km²/MW e as projetadas no Plano Decenal de Expansão é de 0,27 km²/MW (BRASIL, 2006c, *online*).

Em termos de futuro, o maior potencial hidrelétrico, ainda não explorado, está na Amazônia, longe dos centros consumidores. O aproveitamento implicaria em restrições ambientais de difícil administração, além da necessidade de transmissão de energia, a longa distância, com grandes perdas (efeito Joule), custos elevados e vulnerabilidade no sistema.

Novas usinas hidrelétricas serão construídas, mas não em quantidade ou capacidade para a demanda de energia que o Brasil vai precisar.

3.3.3 Energia de Biomassa

A biomassa é uma fonte de energia renovável utilizada em países com forte insolação. Segundo os ecologistas, seus defensores, com a biomassa será possível gerar energia de forma descentralizada, proporcionando riquezas a partir da implantação de pequenos pólos de desenvolvimento e garantir um crescimento harmônico da sociedade.

Embora estes aspectos positivos, existem restrições pela utilização de terras agricultáveis que seriam deslocadas da produção de alimentos, principalmente nos países de menor extensão territorial ou naqueles mais densamente povoados. Outro problema seria a tendência de levar as regiões produtoras para uma condição de mono cultura causadora de impactos sócio-ambientais adversos.

As usinas de geração elétrica de biomassa deverão ser construídas, porém os custos de geração são ainda elevados, podendo ser competitivas em algumas situações especiais, quando houver matéria-prima para queima disponível nas proximidades ou quando puderem ser transportadas a baixos preços. A tendência parece ser a construção de unidades de pequeno porte, até dez MW, em quantidade não significativa na matriz energética, em termos mundiais.

A maior utilização de biomassa deverá ocorrer na área de transporte. Por apresentar semelhanças nas características de queima da gasolina e do gás natural, o álcool (etanol e metanol), pode substituir ou ser misturado a combustíveis fósseis, para uso em motores de combustão interna. O etanol é o que melhor se mistura à gasolina, sendo uma opção viável, em termos de disponibilidade e preço, que o mundo necessita para as reduções de emissões dos gases do efeito estufa e de melhoria das condições ambientais das grandes cidades.

Na bibliografia, normalmente o álcool etílico é considerado "neutro" em termo de emissões GHG, pois é divulgado que a cana de açúcar capta igual quantidade de CO₂ no crescimento que o emitido na cadeia de fabricação e queima do álcool (captação de CO₂ planta = emissões de CO₂ e NO₃ de fabricação e queima). Entretanto, se forem consideradas as emissões, em todas as etapas da formação do produto, desde a produção, a distribuição, a reutilização ou a eliminação no ambiente, o resultado será outro. No caso do álcool, o balanço de emissões deve ser considerado desde os insumos para a agricultura, como da fabricação dos fertilizantes, somados às etapas de plantação, de colheita, de transporte, de beneficiamento na usina de fabricação e os de distribuição até o consumo final. Verifica-se que ocorrem emissões GHG maiores que os captados no crescimento da planta. Dessa forma, dependendo da logística e das formas de energia utilizados no processo de plantação, produção e distribuição, as emissões serão maiores ou menores dependendo do caso. De qualquer forma, as emissões são menores se comparadas as dos combustíveis fósseis.

A partir do preço de US\$ 35 a US\$ 40 o barril de petróleo, o álcool produzido no país é competitivo (BALBI, 2005, *online*).

O desenvolvimento de motores multi-combustíveis mostra que a tendência de substituição dos combustíveis de petróleo está em marcha e já foi percebida como necessidade e oportunidade pela indústria automobilística.

A consolidação do álcool como *commodity* ambiental internacional deverá ocorrer rapidamente, na medida, em que o Tratado de Kyoto seja colocado em prática e de outras ações para a melhoria ambiental global. Portanto, num futuro próximo o álcool, deverá ocupar um importante lugar na matriz energética, com potencial de se tornar um importante produto de exportação dos países situados nos trópicos em áreas menos desenvolvidas do planeta. Nesta questão, os países desenvolvidos de clima mais frio, do Hemisfério Norte, estarão em posição menos favorável devendo tornar-se grandes importadores.

No Brasil, a capacidade instalada atual para a geração de energia elétrica, a partir da biomassa, é de 3296 MW, assim distribuídos: açúcar/ álcool 2822 MW, papel e celulose 783 MW, madeira 204 MW e casca de arroz 7 MW. No total 1772 MW já estão autorizados para serem implementados (BRASIL, 2006e, *online*).

3.3.4 Energias Solar e Eólica

Além das fontes renováveis de energia já tradicionalmente usadas, hidráulica e biomassa, outras devem tornar-se mais importantes já nos próximos anos, que são os ventos (energia eólica) e o sol (energia solar).

A energia solar é ainda, de forma geral, mais cara e tem a limitação de ser uma fonte não contínua, necessitando sempre de uma segunda alternativa de complementação. A energia solar, para aquecimento de água, pode ser economicamente competitiva com a eletricidade, ou com o gás natural e com o GLP em algumas situações especiais, principalmente para os consumidores domésticos. A energia fotovoltaica tem custo elevado, porém pode ser vantajosa, em locais isolados como em propriedade rurais, com baixo consumo. Esta parece ser no estágio atual da tecnologia, a vocação das células fotovoltaicas. A energia solar pode ser mais econômica, onde a construção de linhas de transmissão de energia ou onde o transporte do combustível, para uso em geradores autônomos, não tenha sustentação econômica. Neste caso, a utilização de coletores solares junto com outra fonte de energia que a substitua durante os períodos noturnos ou nos dias sombrios ou chuvosos constitui uma alternativa promissora, especialmente para os setores residencial e comercial.

Das fontes de energia renovável não tradicional, a que está com maior desenvolvimento é a eólica. Ela apresentou, nos últimos anos, um dos maiores índices de crescimento relativo na economia global, com potencial de se tornar mais competitiva nos próximos ans. Isso foi resultado de significativos investimentos em P&D e uma política de

criação de mercado através de políticas de incentivos em vários países, especialmente, na Alemanha, na Dinamarca, nos EUA, e mais recentemente, na Espanha, entre outros.

Essa tecnologia tende a se tornar economicamente viável, para competir com as fontes tradicionais de geração de eletricidade, além de existir um grande potencial eólico a ser explorado, em diversos países. Existem oportunidades de melhoramentos tecnológicos bem identificados internacionalmente, que deverão levar ainda a reduções no custo e a metas bastante ambiciosas para instalação de sistemas de geração nos próximos 30 anos (MACEDO, 2003). Os aerogeradores são capazes de gerar energia com menor velocidade de ventos e com reduzido impacto ambiental, quando comparados a outras fontes. A energia eólica é das energias mais limpas. As restrições ambientais dizem respeito apenas a impactos visuais, localização nas rotas de aves migratórias e geração de ruído que já foram minimizados, nos últimos anos. Quanto às emissões de CO₂, estas correspondem apenas à construção, instalação e operação dos equipamentos; são estimadas em 7 t CO₂ (equiv)/GWh, contra 484 t CO₂ (equiv)/GWh para o gás natural (MACEDO, 2003).

A Alemanha já tem instalados, aproximadamente, 15 mil MW em energia eólica (o que supera a produção da usina de Itaipu). Em termos globais, 1200 GW de energia eólica poderão ser instalados e mais de dois milhões de empregos criados e mais de 10.700 milhões de toneladas de dióxido de carbono evitadas para a contribuição da mudança climática. Estas são alguns prognósticos feitos para o setor pelo documento Wind Force 12 (GREENPEACE, 2004, *online*).

No Brasil, o Governo Federal, com o objetivo de alcançar uma maior diversificação da matriz energética, a exemplo dos países desenvolvidos, lançou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), para a viabilização dos projetos alternativos de geração elétrica. O PROINFA foi criado através da Lei N° 10.438, de 26 de abril de 2002, e tem como objetivo aumentar a participação da energia elétrica renovável em 3300 MW. O Programa garante a compra, por 20 anos, de energia com preços subsidiados, de centrais eólicas, de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e de biomassa, produzidos por empreendimentos de produtores independentes autônomos e não-autônomos.

O Brasil deve consolidar a primeira fase do programa e esperar uma solidificação das tecnologias em termos de custos. Deve ser lembrado que as energias renováveis (eólica,

solar e biomassa) precisam ser fortemente subsidiadas para não representarem aumento nas tarifas de energia.

Embora os avanços ocorridos, o preço para a utilização da energia eólica de forma mais intensiva é ainda elevado em relação a fontes tradicionais. O preço contratado nos Programas do PROINFA, de US\$ 92,72 por MWh, comparado à média contratada pelo SIN, em 2006, de US\$ 30,60 e com US\$ 52,19 e US\$ 55,36, respectivamente das novas hidrelétricas e térmicas para 2010, demonstram o problema (ELETROBRÁS, 2005, *online*). Além disso, não pode ser esquecida a condição de necessitar de energia complementar, geralmente de origem térmica, para compensar as oscilações ou a interrupção do fornecimento.

3.3.5 Fontes de Energia Não Renovável (Nuclear, Carvão, Gás Natural)

3.3.5.1 Energia Nuclear

A energia nuclear é uma fonte de energia não renovável que depende das reservas de combustíveis radioativos, principalmente urânio, cujas reservas mundiais, embora menores que as reservas de carvão mineral são suficientes para o atendimento da demanda, mesmo com a intensificação do uso no horizonte de tempo do século XXI.

A participação da energia nuclear na matriz energética global deve aumentar no futuro, mas existem problemas a este respeito. Ela parece ser econômica em alguns países, podendo gerar energia elétrica a preços competitivos em relação a outras fontes de energia,

entretanto ainda não está ao alcance dos países mais pobres e encontra fortes restrições com respeito à segurança de seu emprego.

A tecnologia atual está baseada na fissão do átomo num reator de urânio enriquecido. Neste processo, um vazamento de radioatividade tem potencial para causar um acidente de grandes proporções, a exemplo do ocorrido na usina de Chernobil, com milhares de vítimas. Outro problema ainda não resolvido é o do armazenamento e descarte dos rejeitos radioativos e do “decomissionamento”, ao final da vida útil.

Existem grandes discussões sobre o futuro dessa forma de energia. De um lado, ambientalistas e parcela da sociedade não querem correr o risco de conviverem numa área, com potencial de ser afetada por um acidente nuclear. Por outro lado, a comunidade internacional tem receio das conseqüências da proliferação da tecnologia nuclear, pelo potencial de desvio de suas finalidades pacíficas pelos governos ou de ser acessada por grupos terroristas de qualquer origem.

De qualquer forma, os países desenvolvidos estão investindo elevados recursos na segurança das instalações existentes, bem como na busca de utilização de tecnologias mais seguras. Deve ser citado, como exemplo, a decisão anunciada em junho de 2005 em Paris, da construção do primeiro reator de fusão nuclear do mundo. O projeto “Iter” é financiado por um consórcio que reúne União Européia, Japão, Estados Unidos, Coréia do Sul, Rússia e China. O “Iter” é baseado em torno de um “torus” do plasma do hidrogênio que opera com temperatura superior a 100 milhões de graus centígrados para produzir energia. O orçamento é estimado em dez bilhões de euros para uma instalação de 500 MW. Especialistas garantem que a fusão nuclear é a melhor opção de energia limpa para a segunda metade do século (ANEEL: regras claras..., 2005, *online*).

Os defensores da energia nuclear argumentam que a demanda mundial de energia elétrica deverá aumentar muito nas próximas décadas, e que a energia nuclear é a única capaz de suprir esta necessidade sem provocar o aquecimento global. Argumentam que já existe experiência de mais de cinquenta anos com usinas de energia nuclear, com 440 delas operando em todo o mundo. Que a energia nuclear compõe, respectivamente, 20% e 75% do sistema de energia dos Estados Unidos e da França. Afirmam, ainda, que a energia nuclear se tornou mais segura que as alternativas.

Estudos apresentados pelo Massachusetts Institute of Technology (MIT) e em outros lugares indicam que a energia nuclear ainda é um pouco mais cara que novas usinas de carvão e gás natural. Entretanto, pode se equiparar, no mesmo patamar, se os preços dos combustíveis fósseis subirem ou se forem tributadas as emissões de carbono. Neste caso, a energia nuclear ficaria mais barata que o carvão proveniente de novas usinas (MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY, 2003, *online*).

No Brasil, estão em operação duas usinas nucleares: Angra 1, com tecnologia Americana e Angra 2, fruto do acordo assinado entre o Brasil e a Alemanha, na década de setenta. O Programa Nuclear Brasileiro está sob reavaliação no Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). O programa poderá prever a construção de até sete novas usinas nucleares no Brasil, incluindo a conclusão de Angra 3 (US\$ 2,2 bilhões). Os investimentos das propostas em análise variam de US\$ 7 bilhões a US\$ 16,5 bilhões, nos próximos 17 anos (PNB deve..., 2005, *online*).

Em termos de aceitabilidade da Comunidade Internacional, parece não haver problemas. O Brasil assinou um acordo de fiscalização, aprovado pela Agência Internacional de Energia Nuclear, que define que o programa nuclear brasileiro será direcionado somente com fins pacíficos. Cita-se que em sua passagem pelo Brasil, a Secretária de Estado americana, Condoleeza Rice, elogiou o programa nuclear brasileiro, dizendo que os Estados Unidos não estão preocupados. “Não há programa militar no Brasil” (PROGRAMA Nuclear do Brasil..., 2005, *online*).

Deve ser destacado que, por efeito constitucional, todo o Programa Nuclear Brasileiro é monopólio do Estado. Dessa forma, os investimentos deverão ser públicos e a capacidade de investimento do governo é um condicionante limitador a ser considerado. Outras usinas de geração elétrica, não nucleares, apresentam alternativas de serem construídas com diferentes composições de capital, combinando investimentos privados, mistos e públicos.

Em termos de Brasil, as usinas nucleares são uma alternativa para o futuro do país. A discussão deve ser na velocidade que será dada ao seu desenvolvimento frente a alternativas.

3.3.5.2 Combustíveis Fósseis

Entre as energias não renováveis se destacam os combustíveis fósseis baseados na combustão do carbono, que compõe as moléculas do petróleo, do gás natural e do carvão mineral. O carvão mineral foi a grande fonte de energia da Primeira Revolução Industrial, o petróleo foi a principal fonte de energia do século XX e o gás natural vem apresentando crescente participação e importância como fonte de energia a partir de meados do século XX. Todos continuam desempenhando importante papel no desenvolvimento e na manutenção das sociedades, apesar de serem considerados poluidores, na medida em que seu uso implica na emissão de gases tipo GHG entre outros.

Na perspectiva global, a continuidade ou o desenvolvimento de uma fonte fóssil para a geração elétrica, num determinado país, dependerá em primeiro lugar, da segurança do suprimento e vai estar condicionado à capacidade das tecnologias que estão em desenvolvimento de reduzirem as emissões poluentes. As novas tecnologias deverão conseguir performances compatíveis com as legislações ambientais que tendem a ser crescentemente restritivas.

Nesta conjuntura, deverão ser buscadas metas de longo prazo definidas por níveis muito baixos de poluição do ar e de emissões de GHG. As estratégias para curto e médio prazos devem ser para tecnologias que possibilitem alcançar estes objetivos mais ambiciosos no longo prazo.

Neste contexto, as melhores perspectivas são para as tecnologias que visam à produção intermediária de gás de síntese (CO, H₂), a partir de gás natural ou carvão, buscando, se possível, uma melhor eficiência térmica com co-geração.

3.3.5.3 Gás Natural

As reservas de gás natural mundial são estimadas em 120 trilhões de metros cúbicos (USGS, 2000, *online*), são maiores que as de petróleo, e permitem o abastecimento, no seu conjunto, por um período de 60 anos (IEA ENERGY INFORMATION CENTER, 2006, *online*).

Parece haver uma tendência de maior participação relativa do gás natural na matriz energética mundial. Uma tendência observada na última década foi o aumento na geração com gás natural, nos países desenvolvidos. Entretanto, como setenta por cento das reservas de gás natural se concentram entre o Oriente Médio e a antiga Rússia, respectivamente, 36% e 34%, há preocupação quanto aos preços futuros da *commodity*. Os valores adotados para planejamento indicam que o preço segue historicamente os patamares do petróleo. A tendência do petróleo é de alta. O efeito da elevação do preço do GN, no custo da energia elétrica, poderá ser danoso para as economias. Tal situação é um risco para os países consumidores, que deverão buscar maior diversificação nas fontes de energia.

O gás apresenta grandes dificuldades de logística. O transporte, compartimentado, em navios, trens ou caminhões, envolve grande quantidade de energia para a compressão/liquefação e conservação em baixas temperaturas, além de elevados investimentos nas instalações. Todos estes fatores elevam o custo do produto. Na prática, o transporte do gás ocorre predominantemente através de gasodutos que podem ter extensão de poucos quilômetros ou distâncias intercontinentais.

Além dos aspectos econômicos e estratégicos envolvidos, os gasodutos configuram uma grande vulnerabilidade para o fornecimento em regiões com instabilidade social e política, a exemplo do que ocorre hoje, em países como o Iraque e em países do Leste da Europa.

O Brasil é auto-suficiente em petróleo, mas atualmente as reservas de gás são insuficientes para garantir a expansão de um parque térmico, de grande porte. As reservas do Brasil são crescentes, mas sem perspectivas a vista para a auto-suficiência. O país vai depender das reservas da Bolívia, do Peru e da Venezuela se a opção for consumir gás natural

de forma mais intensiva, nos próximos anos. O Brasil já importa de 24 a 30 milhões de m³ diários de gás da Bolívia, aproximadamente 50% do gás que consome, incluindo o residencial encanado, o gás natural veicular e o industrial, usado para geração de energia elétrica. O percentual sobe para 75% em São Paulo, o estado que mais depende do produto importado (“AINDA há risco de apagão”..., 2006, *online*).

Neste particular, é importante destacar que o Brasil foi, durante décadas, uma ilha energética em relação a seus vizinhos. A integração da América do Sul na área de energia vem progredindo lentamente e o gasoduto Bolívia/Brasil, inaugurado em 1999, é um passo importante na integração. Essa integração pode trazer benefícios mútuos, mas vem, obrigatoriamente, acompanhada de complicações geopolíticas que são inerentes.

Os defensores de uma maior utilização do gás boliviano argumentam que a ligação umbilical entre produtor e consumidor cria uma inevitável dependência que pode provocar a superação de receios mútuos e que tal comportamento tem sido confirmado pela experiência internacional. Entretanto, parece que a realidade não tem confirmado esta afirmação.

Para demonstrar o potencial das tensões internacionais decorrentes da dependência energética entre países, cita-se a notícia publicada na imprensa internacional sobre o impasse na negociação de gás entre a Rússia e a Ucrânia, ocorrida em janeiro de 2006, descrita a seguir. Chama-se a atenção que o fato aconteceu durante os meses de inverno de 2006, um dos mais rigorosos dos últimos anos no Hemisfério Norte, onde a utilização do combustível para aquecimento residencial é essencial:

A Rússia anunciou, que não teve outra alternativa, a não ser cortar o gás fornecido pela estatal Gazprom à Ucrânia, depois que o país vizinho se recusou a assinar um acordo estabelecendo novos valores para a venda do produto. O corte afetou o fornecimento para países da Europa, e os mais atingidos são França, Itália, Hungria, Polónia e Áustria, uma vez que o gás importado passa por gasodutos da Ucrânia. A Ucrânia compra da Gazprom 30% do gás que consome e paga US\$ 50 por mil metros cúbicos. O novo preço passaria para US\$ 230, o que gerou o impasse - a União Européia, que também compra da estatal russa, paga US\$ 240. Além disso, os russos acusam a Ucrânia de desviar US\$ 25 milhões do gás que iria para a Europa. Mas os ucranianos apontam interesses políticos no corte, uma vez que o novo presidente do país, Viktor Yushchenko, não tem o apoio de Moscou. O impasse causou queda em 30% do fornecimento de gás para a UE. A Gazprom anunciou que o fornecimento de gás aos países europeus será

normalizado nesta terça-feira. Mas o clima é de preocupação. (IMPASSE entre Gazprom..., 2006, *online*).

Uma maior integração energética na América do Sul deve ocorrer, entretanto, com cautela, sem negligenciar as alternativas locais, pois o planejamento da expansão energética, majoritariamente, com gás importado de países limítrofes, sem tradição em parcerias desta ordem, significa tornar o país refém de situações potencialmente perigosas de confronto político para o Brasil e para a América do Sul como um todo. Os fatos ocorridos no verão de 2004, quando a Argentina cortou o fornecimento de gás dos países vizinhos Brasil e Chile. As revoltas populares na Bolívia, pela disputa de gás que colocaram em xeque as condições dos contratos internacionais firmados, e ainda a recente encampação unilateral das instalações de produção pelo Governo da Bolívia, exemplificam a situação.

Outra questão importante é a forma contratual do GN devido às características do Sistema Elétrico Nacional, que necessita complementação de energia térmica. O contrato de fornecimento firmado com a Bolívia é do tipo inflexível (*take or pay*), ou seja, de quantidade fixa. Esta forma, não permite variação na compra do gás em função das disponibilidades de geração das usinas hídricas. Ao contrário, o contrato implica em períodos com gastos desnecessários de recursos e divisas do país, com água sendo desperdiçada pelos vertedouros das usinas hidrelétricas.

A expansão das usinas a gás natural, no Brasil, deve ficar restrita à capacidade de suprimento das jazidas descobertas no território nacional. A importação de gás deve ser aceitável, somente em quantidades limitadas, que não coloquem em risco a soberania do país, enquanto houver outras alternativas.

3.3.5.4 Carvão Mineral

Conforme as previsões do World Energy Outlook (IEA, 2006a, *online*), entre 2003 e 2030 a participação do carvão na geração de energia elétrica mundial se manterá em torno de 40%. Isso deverá ocorrer, mesmo com a crescente participação das energias renováveis na matriz energética global e com as restrições de caráter ambiental.

A participação do carvão mineral no suprimento de energia elétrica mundial está aumentando nos países em desenvolvimento, embora a utilização seja decrescente nos países desenvolvidos. O consumo de energia elétrica mundial mais que dobrará até 2030. A maior parte desse aumento será com carvão mineral (IEA, 2006a, *online*). Mesmo considerando o crescimento do consumo, em 2030 as reservas de carvão ainda serão muito grandes, permanecendo, ainda próximo de 75% do total, para serem consumidas e ainda capazes de sustentar a demanda por um período de 200 anos (BRENDOW, 2004, *online*). A abundância das reservas e a sua melhor distribuição no planeta, com presença em mais de setenta países, fazem do carvão um combustível acessível com baixo risco de elevação de preço ou de interrupção de fornecimento. Além disso, devido aos ganhos de produtividade que vem ocorrendo de 10 a 15% ao ano na mineração, e nos ganhos de eficiência de queima das usinas termelétricas, há uma expectativa de estabilidade nos preços mundiais. A média mundial de eficiência térmica das usinas é 32 %, entre as mais modernas a média fica entre 42 to 45% (UNITED STATES, 2003, *online*).

Embora os aspectos positivos, o carvão mineral é o combustível que enfrenta as maiores restrições de caráter ambiental. A constatação que os efluentes, principalmente gasosos, das usinas termelétricas, são prejudiciais, à saúde humana e para o clima do planeta, fez surgir, a partir do início dos anos 70, uma crescente preocupação com a viabilidade ambiental de sua utilização.

Nos anos 80, surgiram as grandes polêmicas sobre chuvas ácidas provocadas pelas emissões das usinas a carvão, que poderiam causar danos ambientais em regiões distantes da origem, muitas vezes além das fronteiras territoriais.

Por outro lado, essas questões foram os vetores do desenvolvimento de novas tecnologias de queima do carvão menos prejudicial ao meio ambiente. Surgiram assim com grande esforço de desenvolvimento as chamadas *Clean Coal Technologies* (CCL).

Nas usinas a carvão são gerados, além da energia elétrica, sub-produtos considerados como fontes de poluição.

Os efluentes de uma usina termelétrica são:

Efluentes sólidos - Cinza pesada, no fundo da fornalha e cinza leve carregada pelos gases da combustão.

Efluentes líquidos - Drenagem do pátio de carvão e água do arraste hidráulico de cinzas.

Efluentes gasosos - Gases da combustão constituídos de partículas sólidas em suspensão.

O material sólido (particulado) arrastado pelos gases da combustão (cinza leve) deve ser capturado pelos filtros eletrostáticos antes de ser expelido pela chaminé. Os materiais de maior granulometria, que não são arrastados (cinza pesada) são retirados mecanicamente, normalmente por via úmida.

A cinza pode ser comercializada como matéria-prima na indústria do cimento e cerâmica, entre outras. A parcela não comercializada deve ser depositada em aterros impermeabilizados, de forma a não causar danos ao meio ambiente. Os efluentes líquidos são normalmente conduzidos para bacias de decantação e a água deve ser reaproveitada.

As bacias com materiais sólidos, decantados, são periodicamente esvaziados, e o material sólido transportado é depositado nos aterros impermeabilizados.

Os efluentes gasosos que saem pela chaminé, quando não capturados são: SO₂, NO₂, CO, hidrocarbonetos e oxidantes fotoquímicos.

A legislação ambiental nos países industrializados adotou padrões de qualidade do ar e de emissões progressivamente mais restritivos. No entanto, o desafio passou a ser a

identificação de soluções adequadas à realidade social e econômica de cada país ou região, permitindo o atendimento de padrões ambientais mínimos.

Os Estados Unidos foram os primeiros a se preocupar com os efeitos da poluição provocada pelas emissões de SO₂. Em 1970, foi promulgada o *Clean Air Act* e, em 1978 foi definido o primeiro padrão para a emissão de SO_x de novas termelétricas (UNITED STATES PROTECTION AGENCY, 1980, *online*). Na União Européia, já nos primeiros esforços para regular a qualidade do ar, em 1976, foram disciplinadas as concentrações de SO_x e material particulado. Em 1988, na União Européia, foi sancionada a *Large Combustion Plants Directive* (LCPD), que estabelecia os limites de emissão para as novas termelétricas e ao mesmo tempo fixava os limites de poluição para as plantas existentes (EUROPEAN COMMISSION, 2004, *online*).

No Brasil, foi criada, em 1973, uma autoridade central orientada para a preservação do meio ambiente, a “Secretaria Especial do Meio Ambiente” (SEMA). Em abril de 1976, foram definidos, através da Portaria do Ministério do Interior (MINTER) nº 231 os padrões de qualidade do ar quanto às partículas em suspensão, SO₂, CO e oxidantes fotoquímicos (BRASIL, 1976, *online*). O primeiro instrumento a abordar a questão ambiental de forma mais ampla no Brasil foi a Lei nº 6938, de 31/08/81, dispendo sobre a Política Nacional do Meio Ambiente e criação do “Conselho Nacional do Meio Ambiente” (CONAMA) (BRASIL, 1981, *online*).

No que diz respeito a recursos minerais, o código de mineração de 1967 (BRASIL, 1967, *online*) já obrigava o titular da concessão de lavra a evitar a poluição atmosférica ou hídrica, que pudesse resultar das atividades de mineração. Em relação especificamente ao carvão mineral, a Portaria Interministerial nº917, do MME/MINTER, de 06/07/82 (BRASIL, 1982, *online*), determinou a obrigatoriedade para as empresas mineradoras de carvão de apresentar projetos referentes ao tratamento dos efluentes líquidos das drenagens das minas e do beneficiamento. Determinava, também, a apresentação de projeto de recuperação da área minerada, do transporte, do manuseio, da disposição final e/ou parcial de subprodutos e resíduos sólidos do beneficiamento.

O CONAMA, através da Resolução nº 001, de 23/01/86, implantou a exigência de estudo de impacto ambiental e respectivo *Relatório de Impacto Ambiental* (RIMA), para o

licenciamento de todas as atividades modificadoras do meio ambiente (BRASIL, 1986b, *online*).

Em junho de 1989, foi instituído o Programa Nacional do AR (PRONAR), através da Resolução CONAMA nº 005 (BRASIL, 1989, *online*). Em junho de 1990, através da resolução CONAMA nº 003, foi instituído novos padrões de qualidade do ar. Esta resolução definiu novos padrões, mais restritivos para partículas em suspensão, SO₂, CO e outros oxidantes fotoquímicos (BRASIL, 1990a, *online*). Finalmente, em dezembro de 1990, através da Resolução CONAMA nº 008, foi definido Padrões de Emissões para poluentes atmosféricos em processos de combustão externa em fontes fixas. Essa resolução estabeleceu os padrões para as emissões de partículas em suspensão, SO₂ e densidade calorimétrica para as atividades industriais com fontes de combustão a óleo combustível, e carvão mineral (BRASIL, 1990b, *online*).

As empresas elétricas, operadoras das termelétricas a carvão, procuraram incorporar as novas tecnologias ambientais nos projetos. Houve, no entanto, grandes polêmicas com os projetos das termelétricas de Jacuí I, Jorge Lacerda IV e Candiota III (todas de 350 MW). Os projetos foram concebidos no final dos anos 70 atendendo as exigências vigentes na época. O atraso no cronograma das obras e a paralisação completa da implantação, por longo período de tempo, os obrigaram a atender as novas restrições ambientais, da legislação implantada dos anos 90. Embora a Resolução CONAMA nº 008 (BRASIL, 1990b, *online*) fosse válida apenas para as novas licenças, este entendimento, dos órgãos ambientais, resultaram, particularmente quanto à emissão de SO₂, na necessidade de instalação de desulfurizadores, com acréscimos de custos no investimento da usina, na ordem de 30%.

As novas exigências motivaram grandes polêmicas e embates jurídicos entre as concessionárias e os órgãos ambientais. O pleito das concessionárias era substituir estes padrões por normas e prazos, no seu entender, mais compatível com a realidade ambiental e econômica do país. O entendimento das empresas era de que a restrição das emissões de SO_x e de particulados por fonte de emissão, que independiam da localização da usina, devia ser substituída por parâmetros de emissões escalonados, de acordo com o grau de comprometimento da qualidade do ar regional. Neste caso, os índices mais rígidos de emissão deveriam ser considerados nas áreas mais críticas, de forma a evitar a concentração industrial e a decorrente degradação da qualidade do ar.

Este pleito se espelhava na legislação ambiental dos Estados Unidos e de outros países desenvolvidos, que consideravam um padrão máximo regional de contaminação do ar e as instalações industriais eram taxadas conforme a sua parcela de contaminação.

Apesar do impasse, durante o período de indefinições as empresas no Brasil buscaram melhorias nos conceitos de projeto, no controle ambiental e de monitoramento nas operações das usinas existentes. Um exemplo, no Rio Grande do Sul e em Santa Catarina, foi o programa “Estudo da Avaliação da Qualidade Ambiental nas Regiões de influências das Usinas a Carvão na Republica Federativa do Brasil”, iniciado em 1995 e concluído em 1997, envolvendo a Agência de Cooperação Internacional do Japão (JICA, 1997), a Agência Brasileira de Cooperação, Ministério das Minas e Energia, Eletrosul e CEEE. Os resultados não mostraram desconformidades com os padrões ambientais vigentes, inclusive na fronteira do Brasil com o Uruguai, na região de influência da usina termelétrica de Candiota (445 MW). Esta última constatação veio ratificar os resultados do monitoramento feito pelas autoridades uruguaias, cujo relatório publicado em outubro de 1996 também mostrava que as concentrações de SO₂ e de material particulado atendiam as médias estabelecidas pelos padrões internacionais de qualidade do ar, em particular, dos Estados Unidos e da Suécia.

Decorrido mais de vinte anos, o custo de implantação de desulfurizadores hoje já está na ordem de 10 a 15% dos custos de implantação de uma usina termelétrica, comparados com os 30% do início da década de 80. Entretanto, em relação ao investimento total da usina, com tecnologia a carvão pulverizado, tipo Jacuí e Fase C de Candiota que devem entrar em operação respectivamente em 2009 e 2010, os custos ambientais perfazem cerca de 30%, conforme dados do Fórum de Energia⁵ (2006) promovido pela Secretaria de Energia, Minas e Comunicações do Rio Grande do Sul (SEMC). A figura 42 mostra de forma esquemática a evolução ocorrida nas usinas a carvão nos últimos 50 anos e uma projeção para o ano 2020.

No estágio atual das tecnologias, as emissões de particulados, SO₂ e NO₃, que eram causadores de poluição das usinas térmicas a carvão até a década de 80, foram reduzidas a padrões aceitáveis. De acordo com os objetivos propostos, e de acordo com o andamento das pesquisas tecnológicas, é esperado que em 2020 as novas tecnologias tenham conseguido remover até 99% do SO₂, o percentual de remoção atual é da ordem de 98%.

5 FÓRUM DE ENERGIA. **O Futuro da Matriz Energética Gaúcha**. Porto Alegre, março de 2006. Painel 4: Carvão Mineral: Políticas e Projetos. Não publicado.

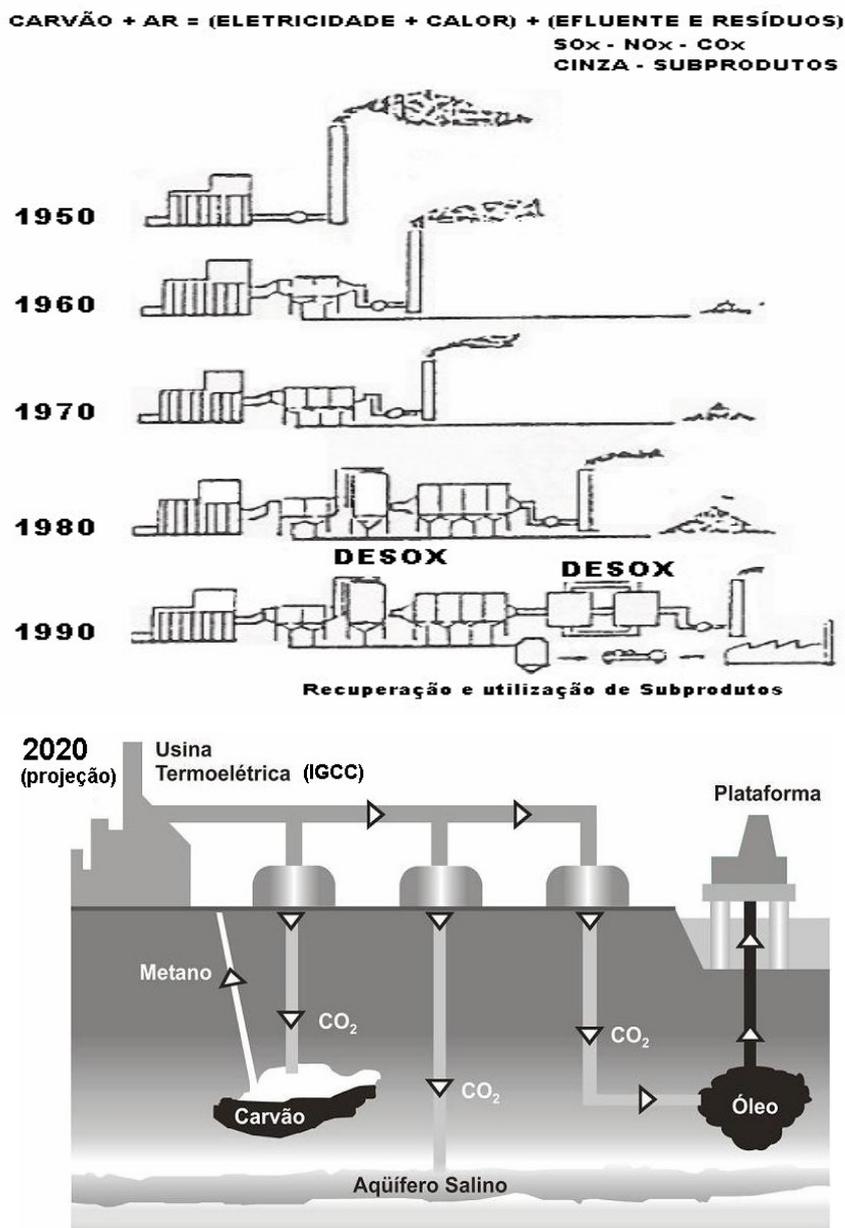


Figura 42 - Evolução de uma usina termelétrica a carvão mineral, à carvão pulverizado, desde 1950 em função da proteção ambiental

Fonte: até 1990, Cunha⁶ (1995); 2020 Fonte: WCI (2005a, *online*).

Também no que se refere ao NO_x e aos particulados, são esperadas reduções semelhantes. Os objetivos com relação a particulados para 2010 são de 99,99% de captura das partículas finas de 0,1-1,0 microns.

⁶ CUNHA, José Carlos C. da. **Evolução da configuração de usinas térmicas a carvão pulverizado em função da proteção ambiental**. Eletrosul Centrais Elétricas. Relatório Interno. [S.l.]: Eletrosul, 1995. Não publicado.

“Nestes termos pode-se dizer que já estão comercialmente prontos desenvolvimentos tecnológicos para os sistemas 'Limpos', com exceção de emissões de CO₂, que seriam 'reduzidas' com aumentos de eficiência, ou, em longo prazo, seqüestro do CO₂.” (MACEDO, 2003, p. 11).

Em termos de rotas tecnológicas para a termelétricidade a carvão mineral, a que parece oferecer as maiores oportunidades de desenvolvimento, conforme diversas instituições de pesquisa, é a Integrated Gasification Combined Cycle Technologie (IGCC), onde é previsto rendimento superior a 50% podendo chegar a 56% (WCI, 2006a, *online*).

3.3.5.4.1 As Emissões de CO₂ pelas Termelétricas a Carvão Mineral

No estágio atual das tecnologias de combustão, o carvão libera maior quantidade de carbono em relação ao gás natural por unidade térmica. Isso ocorre, porque o gás natural é formado quase 80% com metano (CH₄). Essa constituição, na estrutura do gás, tem melhor eficiência térmica, na caldeira em relação ao carvão, que é formado por maiores cadeias de moléculas de carbono. Mas as pesquisas tecnológicas em andamento estimam que a partir de 2025, as emissões de CO₂ na combustão deverão ser reduzidas para patamares inferiores a do gás natural. Conforme manifestações de técnicos do Departamento de Energia dos estados Unidos, a partir do horizonte de 2025 as estimativas de emissões totais de CO₂ serão: carvão (1,1 bilhões t), gás (1,3 bilhões t) e óleo (1,5 bilhões t) (UNITED STATES, 2003, *online*).

A eficiência de queima do combustível na caldeira da usina é de fundamental importância, pois propicia redução das emissões poluentes, pela redução de combustível necessário para produzir quantidade equivalente de energia.

As velhas usinas térmicas a carvão em operação, se substituídas por modernas usinas de tecnologias de queima limpa, poderão reduzir as emissões mundiais de CO₂ entre 7% e 8%. A melhora do rendimento térmico significa, em termos globais, que há um potencial de

redução de gases de efeito estufa quase equivalente a proposta no Tratado de Kyoto, somente modernização da tecnologia de queima das usinas a carvão (ZANCAN, 2004, *online*). Em outras palavras, a economia de CO₂, por meio da eficiência, é por si só muito ampla e válida. Esse é o enfoque que está sendo adotado pelos 30 países membros da Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento (OCED), para uso dos combustíveis, gás, petróleo/óleo ou carvão e que melhoraram a eficiência pela introdução de novas tecnologias com níveis de economia compensadores.

Em 2030, a previsão é que 72% das usinas a carvão usarão tecnologias limpas, com eficiência na faixa de 50 a 53% (WORLD ENERGY CONGRESS, 2004, *online*).

Outra importante consideração, que deve ser levada em conta, é o sucesso das termelétricas a carvão na área de ecologia industrial, a partir dos anos oitenta. Nas usinas, os rejeitos do carvão e as cinzas da caldeira podem ser transformados em gesso, placas para a construção de paredes, material usado na pavimentação de estradas, tijolos e concreto. As emissões de CO₂ podem ajudar as indústrias de estufas, e a água quente pode ser utilizada para acelerar a época da desova, nas atividades da piscicultura.

Para o “Seqüestro de Carbono” a rota de pesquisas tem sido para a utilização de reservatórios geológicos (campos usados de óleo e gás; carvão; e aquíferos salinos). Outra rota de pesquisa é a utilização do CO₂ capturado como insumo na indústria química, como por exemplo, na síntese da uréia para a indústria de fertilizantes ou a conversão do dióxido de carbono em combustíveis como metano e metanol. Não deve deixar de ser citada também a rota tecnológica da reação do CO₂ com silicatos básicos de cálcio ou magnésio, e formação de compostos minerais como “serpentina” que podem ser devolvidos à Terra.

Pesados investimentos estão ocorrendo para desenvolver tecnologias eficientes de seqüestro de carbono, que deverão estar maduros e comercialmente disponíveis nos próximos 15 a 20 anos (BRENDOW, 2004, *online*). São exemplos desse esforço os programas *Zero Emission Coal to Hydrogen Alliance* (ZECA); o *Vision 21* ou *FutureGen*, do Departamento de Energia dos Estados Unidos (UNITED STATES, 2003, *online*).

3.3.5.4.2 A Resistência e Problemas ao Desenvolvimento da Indústria do Carvão Mineral no Brasil

Desde 1920/30, a indústria do carvão mineral do Brasil assumiu gradativa importância para a economia nacional. Na década de 30, seu desenvolvimento, foi impulsionado com a criação da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN). O Brasil importou tecnologia siderúrgica dos países do Hemisfério Norte, cujos altos fornos necessitavam de carvões de baixo teor de cinzas e de alta qualidade coqueificante. Dessa forma, a origem da indústria do carvão no Brasil nasceu voltada para o setor metalúrgico, para o qual demonstrou inadequação com a tecnologia convencional importada da época.

A necessidade de beneficiar o carvão nacional para o aproveitamento pela indústria siderúrgica gerou grandes excedentes da fração menos nobre. Esta fração, denominada de carvão energético, foi considerada como um problema à produção de carvão metalúrgico. Para viabilizar economicamente o carvão nacional pelas siderúrgicas foram construídas usinas termelétricas no Estado de Santa Catarina para consumo do carvão energético. Posteriormente, na década de setenta, na crise do petróleo, esta fração energética, foi também utilizada na indústria para a geração de calor.

A indústria do carvão nacional teve, no século passado, períodos de crescimento que coincidiram com momentos de crises internacionais de abastecimento de petróleo, que foram primeiro os anos da Primeira e da Segunda Guerra Mundial e depois, nas chamadas “Crises do Petróleo” dos anos setenta. Estas fases foram seguidas por períodos de decadência, alternados entre momentos de crescimento e outros de quase insolvência.

Para uma melhor compreensão do problema da indústria do carvão no Brasil, cabe citar a cronologia dos acontecimentos nas décadas de 80 e 90, do século passado:

Década de Oitenta - Ao início da década de oitenta, no final do segundo choque do petróleo, o Governo Federal instituiu o Programa de Mobilização Energética (PME), voltado à substituição de derivados de petróleo. Este Programa englobava a pesquisa de novos recursos minerais, financiamentos incentivados para a indústria do carvão em todas as fases para a ampliação da produção. Financiamento a consumidores de óleo combustível para

conversão dos sistemas de geração de calor, de óleo combustível para o carvão mineral, especialmente para a indústria do cimento. Para viabilizar mercado em regiões mais distantes, foi instituído o subsídio ao transporte. O PME perdurou até ao ano de 1989, quando foi extinto. No início dos anos oitenta, o governo adquiriu três usinas termelétricas com potência cada uma, de 350 MW, hoje conhecidas como Fase C de Candiota, Jacuí e Jorge Lacerda IV sendo que as duas primeiras não tiveram suas obras finalizadas até os dias de hoje. Neste ponto cabe esclarecer que as usinas Jacuí e Fase C de Candiota foram contratadas no leilão de “energia nova”, realizado pela ANEEL em dezembro de 2005 e deverão entrar em operação respectivamente, nos anos de 2009 e 2010.

Década de Noventa – Foram ampliadas, as usinas de Candiota, no Rio Grande do Sul (Fase B) em 120 MW e a usina Jorge Lacerda IV em 350 MW, no estado de Santa Catarina.

Em 1990, foi feita, sem planejamento prévio, a desregulamentação do setor carbonífero, com vistas à privatização do setor siderúrgico nacional. Esta desregulamentação, através de Decreto da Presidência da República, eliminou a compra compulsória de carvão produzido no Estado de Santa Catarina, pelas siderúrgicas nacionais, e retirou a intervenção do governo na administração dos preços do carvão energético nas termelétricas. Esta medida resultou no fim do nicho de mercado siderúrgico para o carvão nacional. O Brasil passou importar a totalidade do carvão metalúrgico consumido no seu parque siderúrgico.

Esta mudança sem o planejamento necessário resultou numa demissão em massa de trabalhadores, especialmente no Estado de Santa Catarina, não só no setor de mineração, como também, na rede ferroviária, no Porto de Imbituba, no lavador de Capivari e na Indústria Carboquímica Catarinense (ICC). Estes dois últimos paralisaram as atividades.

Dessa forma, a partir dos anos noventa, a produção de carvão nacional ficou direcionada para o mercado de geração de energia elétrica.

Na procura de alternativas para a expansão, dentro das novas realidades econômicas e ambientais do país, os projetos das futuras usinas foram buscadas tecnologias, nos Estados Unidos e na Europa, de forma mais sistêmica.

Com melhor conhecimento dos procedimentos e da tecnologia empregada na indústria carbonífera internacional, foram introduzidas, de forma sistemática no Brasil, práticas de preservação ambiental nas áreas que estão sendo mineradas, bem como naquelas mineradas

no passado. Estes procedimentos de preservação ambiental estão incorporados, por força de legislação, nos atuais e nos novos projetos a serem implantados.

No presente, o parque termelétrico instalado de 1414 MW, consome aproximadamente 4,0 milhões de toneladas/ ano e gera 4.315 empregos diretos, considerando as fases de mineração e geração de energia elétrica nos Estados do Paraná, Santa Catarina e do Rio Grande do Sul (SIECESC, 2006, *online*).

Apesar de todo o esforço e da evolução que vem ocorrendo na indústria do carvão, desde a fase de mineração até a queima e geração de energia na usina termelétrica, o carvão continua sofrendo fortes restrições e preconceitos. A imagem do carvão permanece como um insumo do século XIX, por parte de setores ativistas da área ambiental, a exemplo do que ocorre em termos mundiais. Além disso, no Brasil, existem outros problemas históricos e conjunturais, dentre as quais cita-se: as reservas de carvão estão concentradas em poucos Estados e fora do eixo Rio de Janeiro/ São Paulo/Minas Gerais, onde ficam as sedes e o centro de decisões das grandes corporações do Setor Energético brasileiro (Grupo Eletrobrás, Petrobrás e empresas da área de Siderurgia). Além disso, desde a década de sessenta, os projetos elétricos tiveram predominância na área hídrica e o setor elétrico, até por volta do ano 2000, operou com capacidade excedente de reservação de água devido à construção das grandes usinas da década de setenta.

Na área de siderurgia havia a obrigatoriedade legal, até o início dos anos noventa, de utilização de 20% de coque nacional, fato gerador de grandes polêmicas e restrição do setor. Neste contexto, por várias décadas, a termelétricidade a carvão mineral no Brasil, foi encarada, por formuladores de políticas energéticas, como uma questão menor, de imposição política para atendimento de demandas regionais.

Este ponto pode ser verificado na maioria das publicações setoriais de energia. As referências às potencialidades de utilização do carvão nacional são feitas sem o aprofundamento técnico adequado, se referindo a um produto de baixa qualidade e de utilização secundária. Isso pode ser entendido, também, para evitar conflitos com entidades ativistas do meio ambiente que consideram o carvão um vilão ambiental.

Mesmo quando é reconhecida a necessidade de complementação térmica para a segurança do sistema, o carvão é pouco lembrado ou mesmo é sequer citado. Um exemplo é o

pronunciamento do reconhecido técnico do setor elétrico e Presidente do ONS, Mário Santos (2005, *online*) que transcrevemos abaixo:

Cabe lembrar também que na crise do setor elétrico, antevista em 2000 e delineada em 2001, foi no Sistema Petrobrás que o Governo buscou solução para mitigar o desabastecimento através do Programa Prioritário de Termoelétricas, utilizando gás natural. E a resposta veio não só com a viabilização de usinas em consórcios com capitais privados, como também na expansão da rede de gasodutos. Assim, tudo indica que é a hora e a vez de ampliar a complementaridade térmica no sistema. De prover um seguro mais econômico contra a possibilidade de racionamento no âmbito do SIN, o que seria obtido com a aceleração da ampliação da participação térmica, preferencialmente com a maior flexibilidade possível, para o que direta ou indiretamente a parceria do Sistema Petrobrás e do setor elétrico continuaria a ser crescentemente imprescindível. A este respeito, cabe novamente referência ao Novo Modelo do Setor Elétrico, que contempla o planejamento energético integrado e ênfase especial para a diversificação da matriz energética com destaque da participação da geração térmica a gás natural.

Deve ser entendido que há necessidade de mudança na percepção do carvão perante a opinião pública, pois não se trata de um assunto menor, pela complexidade e implicações nos destinos do país. O carvão mineral não deve mais ser ignorado ou de ser referido, apenas para levantar os aspectos ligados a sua qualidade inferior quando comparado com outros carvões do mercado internacional, onde inclusive são cada vez mais utilizados produtos com características técnicas semelhantes ao brasileiro.

Não deve ser esquecido que se trata da maior reserva de combustível fóssil do Brasil. De um recurso energético que se encontra disponível no subsolo, cujo aproveitamento pode trazer impactos econômicos sociais e estratégicos positivos para o Brasil, tais como aumentar a segurança energética e permitir economia de divisas de importação (FGV, 2003).

3.4 Explorando Sinergias com as Fontes de Energia Renováveis

Embora a IEA tenha estimado que as energias renováveis, não hídricas, estejam suprimindo menos de 5% da energia elétrica consumida no planeta em 2030, existe potencialidade de maior utilização destas fontes no Brasil. Os documentos do setor elétrico brasileiro indicam que a predominância de energia renovável através das usinas hidrelétricas continuará ainda por várias décadas no país. Outras formas de energia renovável, principalmente eólica, biomassa e solar poderão ter uma maior participação percentual no Sistema Elétrico Nacional. Com mais energia renovável na composição do SIN, haverá necessidade de mais energia complementar, pois o fornecimento de energia tem de ser garantido.

A intervenção das usinas reguladoras ou de operação “em regime de ponta” pode ser de horas, dias ou meses. O papel regulador das usinas termelétricas precisa ser mais conhecido pela sociedade, principalmente pelos ambientalistas. O sistema elétrico precisa contar com usinas disponíveis para suprir faltas, reduzir ritmo de produção ou simplesmente interromper o fornecimento para aproveitar os excedentes de água em variações sazonais ou oscilações anuais do regime de chuvas. Cabe, pois, ao planejamento do setor elétrico assegurar os ganhos de sinergia entre as diferentes fontes levando em conta as restrições de cada uma, com o menor custo e com padrões de segurança adequados. Em outras palavras, afastar os riscos de racionamento e evitar os blecautes, ao menor custo operacional possível.

No Brasil, a forma de fazer isso em grande escala, no estágio da tecnologia atual, é com maior integração de transmissão de blocos de energia hídrica entre as regiões do país e com maior participação de usinas termelétricas.

As reservas de carvão mineral do Sul do Brasil são elevadas, e capazes de servir de suporte a um parque termelétrico de grande porte. As usinas térmicas a carvão podem operar em regime flexível de acordo com as necessidades do sistema. O parque térmico a carvão que está instalado no Brasil (cinco usinas – 1414 MW) já opera desta forma.

A combinação entre a geração elétrica a carvão e as energias renováveis propiciará uma grande sinergia que poderá elevar a eficiência do sistema. A combinação com a energia a

carvão pode ser uma forma de aumentar a participação das energias renováveis (hidráulica, eólica e solar). Neste caso, os ganhos ambientais da maior participação percentual de energia renovável seriam possíveis sem o comprometimento da segurança do sistema como um todo.

Dessa forma, o carvão pode ajudar a utilização das fontes renováveis de energia, que são parte da resposta do desafio de um desenvolvimento sustentável. Cabe lembrar, neste ponto, que a matriz de energia do Brasil, com significativa participação da energia hidráulica e da biomassa, proporciona indicadores de emissão de CO₂ bem menores que a média dos países desenvolvidos. No país, a emissão é de 1,57 toneladas de CO₂ por tep, enquanto nos países da OCDE a emissão é de 2,37 de CO₂ por tep e no mundo é de 2,36, portanto, 50% maior que a do Brasil (BRASIL, 2006d).

O Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006 – 2015, do Ministério das Minas e Energia (BRASIL, 2006c, *online*), aponta uma grande expansão em usinas a gás natural no período, passando de uma capacidade instalada de cerca de 8.400 MW para 12.000 MW. Estima-se, pela insuficiência das reservas nacionais de gás, que 50% do combustível dessas usinas seriam importados. Esta fatia de mercado de energia elétrica pode ser suprida por termelétricas a carvão mineral, com substancial economia de divisas e segurança de preços futuros.

4 CADEIAS PRODUTIVAS QUE PODERIAM SER CRIADAS COM O ESTABELECIMENTO DE UMA INDÚSTRIA DE CARVÃO MINERAL DE GRANDE PORTE

Até os dias de hoje, a característica dos carvões brasileiros, com alta cinza, não viabilizaram, sem formas de subsídios governamentais, mercados distantes das áreas de mineração. Porém, o futuro pode se apresentar diferente.

O mercado de carvão no Brasil está com perspectivas de forte crescimento. Isso pode ocorrer pelas necessidades de expansão do Sistema de Elétrico Nacional conforme discutido neste trabalho e pela expansão da demanda de carvão metalúrgico no mercado da Ásia. O preço do carvão importado pela indústria Siderúrgica do Brasil tinha, historicamente, preço CIF, nos portos brasileiros, em torno de 60 US\$/t. A partir de 2004 este produto teve o preço elevado para patamares acima de 100 US\$/t, fato que está causando dificuldades de suprimento e de competitividade para o parque Siderúrgico Nacional (CROSSETTI; SILVA; GARCIA, 2006, *online*).

O novo patamar de preço do carvão importado poderá viabilizar arranjos produtivos para o carvão nacional, com mercados mais distantes. Por exemplo, o beneficiamento do carvão poderá separar frações com maior poder calorífico para a indústria siderúrgica, desde que haja mercado para as frações menos nobres (menor poder calorífico) em usinas termelétricas.

De qualquer forma, para a materialização de uma Cadeia Produtiva há a necessidade de estudos técnicos detalhados, que considerem além dos aspectos econômicos envolvidos, os aspectos de viabilidade ambiental para a cadeia produtiva como um todo.

4.1 Corredor de Carvão (Imbituba, Criciúma, Litoral RS e Rio Jacuí)

Conforme mostra a figura 43, a maioria das reservas de carvão do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina apresentam disposição geográfica que vão desde o rio Jacuí até o litoral nordeste do Estado, na região de Tramandaí. A partir daí ocorre uma flexão para o norte, englobando as ocorrências de Torres que se prolongam até o sul de Santa Catarina na região de Criciúma. Dessa forma, caracteriza-se um verdadeiro “Corredor de Carvão” integrado por todas as reservas do extremo sul, à exceção de Candiota. Esta situação geográfica favorece um planejamento global para o estabelecimento de uma ou mais cadeias produtivas, com soluções comuns e investimentos compartilhados por regiões envolvidas com a produção e consumo de carvão.



Figura 43 - Localização das principais reservas de carvão conhecidas no Brasil nos Estados do Sul do Brasil

Fonte: Gomes et al. (1998, *online*).

A perspectiva futura de grande demanda de aço no mercado internacional pode viabilizar a retomada da produção de carvão metalúrgico de Santa Catarina e, num segundo momento, do desenvolvimento da bacia de Santa Terezinha (Osório/RS).

Pelas características do carvão Nacional, a viabilização econômica do carvão coqueificável passa pela existência de mercado para os subprodutos gerados no beneficiamento na obtenção da fração metalúrgica. A implantação de usinas termelétricas, próximas às minas, para o consumo das frações menos nobres do carvão, poderá viabilizar a produção de parcelas mais nobres.

A utilização do carvão energético em fornalhas industriais e fornos de cimento e ainda à gaseificação poderiam formar a massa crítica necessária para viabilizar um sistema integrado de produção e consumo.

Para tanto, uma idéia antiga, da década de setenta, mas que não foi estudada de forma mais profunda, na conjuntura atual, seria à adequação de um sistema de transporte, para o deslocamento do carvão mineral até o mercado consumidor (áreas de mineração nos Estados do Sul e siderurgia no Sudeste Brasileiro). A movimentação de grandes volumes, a partir das áreas produtoras, entre distantes regiões do Brasil, com custos competitivos no mercado externo, somente poderá se materializar se houver uma adequada infra-estrutura de escoamento de carvão.

Neste caso, em função das distâncias e volumes previstos, o transporte ferroviário complementado pelo modal marítimo parece ser o mais indicado conforme apresentado na figura 44. O Porto de Imbituba é uma alternativa natural. Por outro lado, a interligação do ramal da malha Sul, que chega a Canoas/RS e da Estrada de Ferro Tereza Cristina, no Trecho Imbituba a Criciúma, em SC, aparecem como opção de escoamento. Isso poderá ocorrer com a extensão da ferrovia Tereza Cristina até Osório, no RS, e com a construção de um novo trecho entre Osório e Canoas. O trecho Cachoeira do Sul/Canoas, já existente, se desenvolve ao longo do rio Jacuí e pode atender as jazidas existentes na outra margem do rio com pontes e ramais ferroviários ou transporte fluvial através de chatas.

Deve ser mencionado que todos os traçados se desenvolvem na planície litorânea ou na bacia do rio Jacuí, em terrenos predominantemente plano, favoráveis ao transporte ferroviário.

Esta infra-estrutura estabelecida a partir de um “Corredor de Carvão”, ligando as jazidas do Rio Grande do Sul e Santa Catarina ao Porto de Imbituba, seria devidamente consolidada, em termos produtivos, pelas usinas termelétricas de Jacuí, Jorge Lacerda e outras ao longo do trecho. Esta cadeia produtiva, formada por minerações, usinas térmicas, indústrias de subprodutos das usinas nas regiões do Sul e parque metalúrgico no Sudeste, daria a escala de produção para a competitividade necessária. Além disso, pequenas siderúrgicas poderiam ser instaladas ao longo do Corredor utilizando a tecnologia convencional ou, preferencialmente, processos siderúrgicos menos exigentes quanto à qualidade do carvão.

A ferrovia estaria ligando, também, o parque industrial da região metropolitana de Porto Alegre com o Porto de Imbituba. Dessa forma, “O Corredor” seria um instrumento de logística capaz de dar impulso ao desenvolvimento de outras indústrias e induzir um fluxo de insumos e mercadorias auxiliares no sentido inverso, ou seja, do Porto de Imbituba para o interior, em decorrência da atividade econômica gerada no seu entorno.

Variantes desta logística podem ser alternativamente ou complementarmente adotadas, tipo o uso das hidrovias do rio Jacuí e da Lagoa dos Patos até o Porto de Rio Grande.

A condição para a viabilização desta infra-estrutura e a materialização da cadeia produtiva, com base na indústria do carvão mineral, é a existência de um mercado viável com perspectivas de longo prazo de duração.

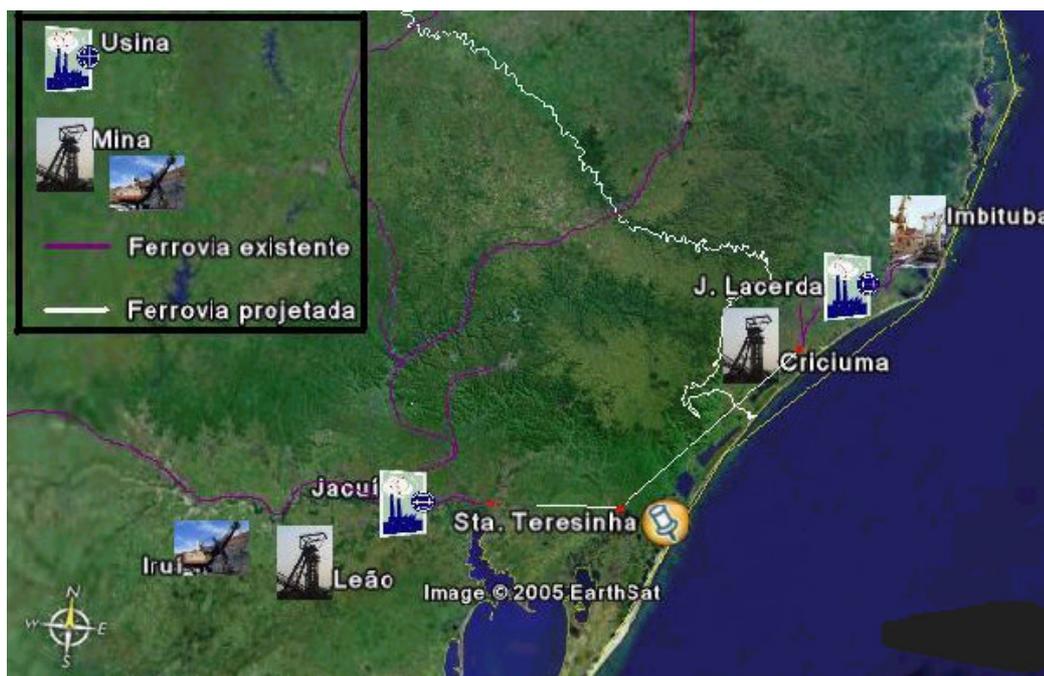


Figura 44 - Corredor de carvão ligando as jazidas do rio Jacuí, jazida de Santa Terezinha, jazida de Criciúma e o Porto de Imbituba, em SC
 Fonte: Gavronski ⁷ (2006).

4.2 Pólo Energético de Candiota

Em Candiota, as características de elevado teor em cinzas do carvão bruto ROM (*run of mine*), somado à composição argilosa, que dificulta o manuseio em condições de umidade, têm prejudicado a comercialização do produto para utilização fora da região. Dessa forma, quase que a integralidade do carvão CE-3300 (Carvão energético com poder calorífico superior de 3.300 cal/g), até os dias de hoje, é absorvido pela usina Termelétrica Candiota - fases A e B, com 446 MW de capacidade instalada. O mercado atual da mina de Candiota é representado por um contrato de longo prazo, de no mínimo 1.6 milhões t/ano de carvão CE-3300 (Contrato CRM/CEEE/ELETROBRÁS - 1998). Fora do mercado citado, a empresa mineradora CRM vende carvão em menores quantidades

7 GAVRONSKI, Jorge. **Vale do Rio Jacuí, Litoral Norte do Rio Grande do Sul e Litoral Sul de Santa Catarina**. Porto Alegre, 2006. 1 mapa, color. Imagem montada através do Google Map.

para as fábricas de cimento locais e fabricantes de adubo na região de Pelotas. (GAVRONSKI, 1997, p. 26).

Com relação ao carvão beneficiado, para a obtenção de carvões com maior poder calorífico, que possa viabilizar mercados mais distantes, a CRM, no início da década de noventa, construiu um pequeno lavador que não foi bem sucedido. As baixas recuperações obtidas para o carvão não viabilizaram a operação. Na época, na busca de uma solução para o problema, foram adquiridos, em 1991, os equipamentos para a construção de um lavador de meio-denso. Os estudos realizados apresentavam potencialidade de recuperação de cerca de 30% de carvão CE 4700 e obtenção de 30% de carvões com 52% de cinzas obtidos na mesma operação do lavador, com a vantagem adicional de obter um produto com um máximo de 1% de enxofre (LEUSIN⁸, 1992).

A comercialização conjunta destes produtos, pelos estudos realizados, daria viabilidade econômica ao processo. A concretização do empreendimento, entretanto, foi paralisada devido a dificuldades de mercado. A usina termelétrica em operação, a carvão pulverizado, tem oferecido resistência à utilização de carvão com maior teor de umidade decorrente do processo de beneficiamento. Existem alternativas técnicas para o excesso de umidade tais como centrifugação, instalação de secadores ou até mesmo blendagem com carvão ROM britado. O maior problema, entretanto, relaciona-se à falta de um mercado firme para o carvão CE 4700. O mercado tem se apresentado instável e as empresas, localizadas em Candiota, potenciais compradoras do carvão, tais como as cimenteiras, não se mostram interessadas numa contratação firme de longo prazo que daria segurança de mercado ao investimento do lavador.

Como mercado futuro, diante desse contexto, deve ser considerado como mais atrativo e viável o incremento da geração elétrica junto à mina e a venda de energia através dos sistemas de transmissão e distribuição do Sistema Elétrico Nacional.

A partir de 2004, por iniciativa da empresa geradora de energia CGTEE, que buscava alternativas para a utilização de um carvão com maior poder calorífico, foi firmado

⁸ LEUSIN, João Carlos. **A Instalação de um Lavador de Meio Denso na Mina de Candiota**. Companhia Riograndense de Mineração. Relatório Interno. [S.l.]: CRM, 1992. 117 p. Não publicado.

um convênio entre a CGTEE, a CRM e a Fundação Luiz Englert da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). Como resultado deste entendimento, após um minucioso estudo de caracterização e de definição de rotas tecnológicas, realizada pelos pesquisadores da UFRGS, foi proposto e aceito a utilização de beneficiamento “a seco” do carvão com “jigues pneumáticos” de tecnologia patenteada pela empresa Alemã Allmineral/Aufbereitungstechnik. A instalação dos primeiros módulos já se encontra em processo, devendo esta rota tecnológica ser mantida para o carvão a ser utilizado pela futura usina Fase C de 350 MW, recentemente contratada.

Dentre as vantagens de utilização do carvão beneficiado pelo processo citado, em relação ao processo atual de combustão do carvão “ROM” britado, destacam-se:

Redução de 5,5% no teor de cinzas do produto a ser queimado, com aumento de 12% da eficiência térmica da usina e redução na quantidade de cinzas geradas.

Melhora na eficiência dos filtros eletrostáticos pela remoção da fração ultrafina (-0,1 mm), fração esta que acumula argilas finas.

Redução de 38% na emissão de SO₂, com a estimativa de remoção de 1/3 do enxofre total e economia de insumos (calcáreo).

Redução no custo da moagem do carvão, pela remoção dos nódulos de pirita e calcário.

A Jazida de Candiota, com mais de 12 bilhões de toneladas de carvão mineral, contém aproximadamente 35% das reservas brasileiras. Pelas condições de baixa cobertura e espessura das camadas de carvão, em grande parte do jazimento, os custos de mineração são baixos e o carvão pode ser usado, de forma competitiva, como combustível de usinas termelétricas, capazes de operar em regime de carga flexível e complementar ao Sistema Elétrico Nacional (SIN).

Estudos elaborados pela Eletrobrás (Plano 2015) determinaram, como perfeitamente viável, dentro do quadro técnico de geração elétrica, a instalação de uma potência final com cerca de 16 mil MW em Candiota, considerando apenas a porção da jazida minerável a céu aberto (ELETROBRÁS, 1994).

Neste contexto, o incremento da geração, num primeiro momento, estará ligado à geração com maior fator de carga da usina atual Fases A e B com 446 MW e a implantação de Fase C da mesma usina, com 350 MW. A nova unidade deverá estar em operação comercial em janeiro de 2010, conforme o leilão de energia realizado em dezembro de 2005. Os investimentos previstos são da ordem de US\$ 350 milhões a serem feitos pela Companhia de Geração Termelétrica (CGTEE), vinculada à Eletrobrás. Os equipamentos da Fase C, em grande parte, já foram adquiridos e encontram-se depositados no canteiro de obras da futura usina. O financiamento e os componentes que faltam para concluir o projeto serão fornecidos por empresas Chinesas, conforme termo de acordo assinado pelos Governos brasileiro e chinês, no ano de 2005.

Outro projeto que tem potencial de viabilização na região de Candiota é a Usina Seival (500 MW), com investimento previsto de US\$ 630 milhões. Este empreendimento está com projeto concluído, resultante de parceria entre a Mineradora Copelmi e empresas de tecnologia alemã. O projeto Seival já tem licença ambiental (Licença Prévia - LP) e deverá participar dos próximos leilões de energia a serem realizados pela ANEEL, ainda no ano de 2006, para fornecimento de energia a partir do ano 2011.

Sob o ponto de vista ambiental, as usinas deverão atender a legislação ambiental existente no Brasil e no RS. As novas tecnologias disponíveis de mineração e de combustão do carvão permitem atender os padrões de emissões estabelecidos pelo CONAMA e, também, pelo IBAMA e FEPAM.

No cenário de futuro, com maior demanda de energia termelétrica, outros projetos, além dos mencionados, deverão ser instalados na região de Candiota.

Outro potencial importante, que inclusive foi objeto de avaliação técnica-econômico-financeira, por parte de uma consultoria (BURR, 1997), é a utilização do carvão para fins de gaseificação. O estudo concluiu que o custo de geração em plantas IGCC (Gaseificação de Carvão Integrada a Ciclo Combinado) com a utilização do carvão CE 3.300 produzido em Candiota ficará entre 46 e 53 US\$/MWh (média de US\$ 49,5). Para efeito de raciocínio, considerando a relação R\$ e US\$ entre 2,2 e 2,5 chegam-se a valores respectivamente de R\$ 108,90/MWh e R\$ 123,75 /MWh. Quando comparado aos preços contratados no último leilão realizado pela ANEEL para usinas termelétricas de R\$ 132,26 / MWh para 2008, e R\$ 129,24 /MWh para o 2009 e R\$ 121,81 /MWh para 2010, verifica-se que a gaseificação

pode ser competitiva. O gás de carvão poderia ser utilizado como matéria-prima numa unidade produtora de metanol ou para fins de termelétrica.

De qualquer forma, a implantação de um parque termelétrico de grande porte em Candiota é uma alternativa que pode ser viabilizada, em curto prazo, para atrair investimentos e ajudar na reversão da situação de estagnação econômica da chamada “Metade Sul” do Rio Grande do Sul.

Conforme conclusões do estudo realizado pela FGV (1996), o aproveitamento do carvão nacional tem a potencialidade de propiciar o desenvolvimento regional em áreas menos desenvolvidas do país, como fonte de impostos e como fator de movimentação econômica. Além disso, a indústria do carvão é uma forte alavancadora de empregos. Cada emprego direto na atividade primária de mineração tem a potencialidade de gerar 8,32 empregos na cadeia produtiva (FGV, 1996). Estes dados são um indicativo do significado desses empreendimentos para o desenvolvimento da economia e estimulantes em termos de oportunidade no médio prazo, uma vez que se trata do carvão brasileiro de mais baixo custo, fazendo de Candiota o melhor potencial de expansão de termelétrica a carvão.

Além das vantagens citadas, cabe destacar a vantagem competitiva da jazida localizada, próxima da fronteira com o Uruguai e da Argentina, provável futuro mercados de energia elétrica numa perspectiva de integração energética do Mercosul.

A região dispõe de infra-estrutura habitacional e aero-rod-ferroviária capaz de suportar o crescimento da atividade mineira e do parque termelétrico.

Decorrentes da expansão da economia gerada pelos empreendimentos termelétricos poderão surgir outras atividades associadas para o aproveitamento dos subprodutos gerados, que dentro de princípios de ecologia industrial deverão potencializar ainda mais o desenvolvimento da região através de uma cadeia de atividades econômicas interligadas.

A figura 45 apresenta de forma esquemática a cadeia de atividades econômicas possíveis de serem desenvolvidas na região de Candiota.

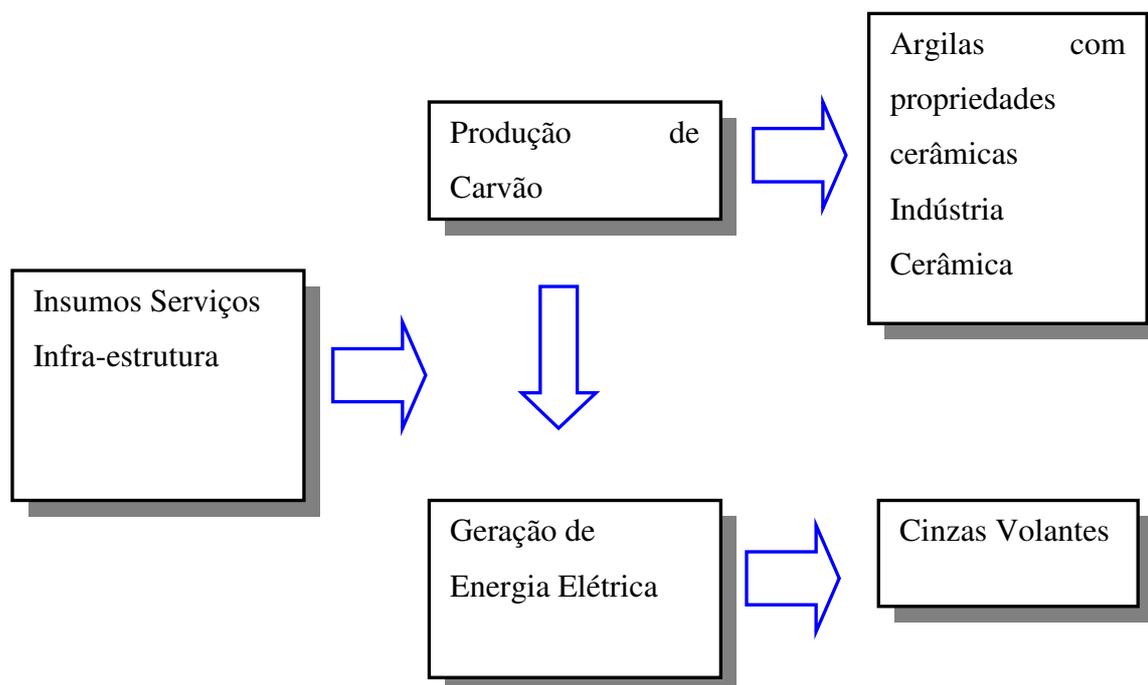


Figura 45 - Esquema dos Insumos que seriam gerados no Pólo Energético em Candiota

4.2.1 Parque Cerâmico

Insumos, tais como as cinzas de combustão e argilas, podem ser disponibilizados, a custos marginal, como subprodutos da exploração do carvão mineral na região de Candiota.

A mineração em grande escala poderá induzir a criação de um pólo Cerâmico, com o aproveitamento tanto das argilas existentes como das cinzas geradas no processo de combustão do carvão.

Nos anos 1996-1998 foram iniciados estudos em parceria com o Japão, no intercâmbio entre o Estado do Rio Grande do Sul e a Província de Shiga, para aproveitamento das reservas de argilas da região.

A presença de reservas de calcáreo calcítico, próximo das jazidas de carvão, viabiliza a mistura das cinzas volantes geradas na usina na fabricação do cimento, com redução significativa nos custos de produção, conforme já ocorre nos dias de hoje.

Um parque térmico de grande escala produz cinza em abundância gerando, muitas oportunidades. Existem diversos estudos quanto a outros aproveitamentos dessas cinzas como para revestimento de estradas, construção civil, etc.

4.2.2 Aproveitamento das Cavas de Mineração para Aterro Sanitário

Uma alternativa vantajosa da mineração a céu aberto de carvão mineral é o potencial de utilização dos espaços gerados pelas Cavas de Mineração, para utilização como central de deposição de resíduos residencial urbano. Deve ser lembrado que o lixo gerado pelas populações urbanas se constitui num problema de cada vez mais difícil solução para as comunidades.

O Aterro Sanitário é um processo utilizado para a deposição de resíduos sólidos no solo, especialmente o lixo domiciliar, de forma a garantir um confinamento adequado e seguro, fundamentado em técnicas de engenharia que visam minimizar os impactos ambientais.

O confinamento geralmente ocorre com camadas de materiais impermeáveis com técnicas específicas de modo a evitar danos ou riscos à saúde pública. Historicamente, o aterro sanitário tem sido o método ambientalmente aceitável, mais econômico de dispor resíduos sólidos, e parte fundamental de um sistema de gerenciamento de resíduos. Uma área adequada implica em menores gastos com preparo, operação e encerramento do aterro, mas fundamentalmente significa menores riscos ao meio ambiente e à saúde pública.

No caso de Candiota, ou de outras regiões do Estado onde existe mineração a céu aberto de carvão, a deposição de lixo domiciliar pode ser feita em aterros sanitários utilizando locais já ambientalmente impactados por trabalhos anteriores de mineração.

No Estado do RS, as jazidas de carvão que estão ou estiveram com atividades de mineração a céu aberto se situam na chamada Metade Sul, nos municípios de Butiá, Minas do Leão, Cachoeira do Sul e Candiota. Nestes locais, existem cavas de mineração com geologia e topografia favorável com grande dimensão que mediante tratamento adequado poderão ser utilizadas para deposição de lixo domiciliar. Destaca-se que uma destas cavas, situada no município de Minas do Leão já está em atividade recebendo lixo da Região Metropolitana de Porto Alegre e de outros municípios com distâncias de transporte que atingem em algumas situações mais de 400 quilômetros, o que demonstra a extensão do problema do descarte do lixo em muitos municípios, a potencialidade e a indicação de viabilidade da alternativa também para outros locais do Estado.

A origem e disponibilidade de cavas de mineração possíveis de serem utilizadas para deposição de resíduos sólidos decorrem do método de lavra utilizado na mineração do carvão a céu aberto.

A característica fundamental da mineração a céu aberto é a necessidade de remoção de grandes quantidades de rochas e solos para atingir as rochas com interesse econômico.

A mineração a céu aberto pode ser classificada em dois tipos: cava aberta (*open pit*) e mineração em tiras (*strip mining*). A essencial diferença entre os dois métodos é que o primeiro está mais direcionado à exploração de corpos minerais, cuja maior extensão é verticalizada em relação à superfície, enquanto o segundo é utilizado para minerar camadas ou depósitos em posição horizontalizados, como se apresentam comumente as jazidas de origem sedimentar com a do carvão mineral.

O método de cava aberta (*open pit*) requer a remoção de grandes quantidades de material de rejeito enquanto a mina esta sendo aprofundada com a construção de taludes inclinados em bancadas, sendo o material e o rejeito depositado fora da cava.

A lavra em "tiras" ou em "faixas" (*strip mining*) é um método a céu aberto que implica, freqüentemente, numa grande área explorada, resultando em extensa área degradada pela mineração. Em contrapartida, os rejeitos são repostos em processo cíclico no

interior da tira já minerada. Assim, a fração de rejeito é praticamente constante durante o desenvolvimento e o estágio operacional das minas.

O método possibilita a recuperação de partes já lavradas, concomitantemente, com novas frentes de lavra, o que minimiza, consideravelmente, o efeito da degradação ambiental, conforme mostra a figura 46.

No método de lavra em tiras, das minas do Estado do RS, as cavas medem entre 45 e 120 m de largura, comprimento de até 3 km e profundidade entre 15 e 80 m.

O processo de lavra inicia com a retirada do material estéril que recobre as camadas de carvão (este material é depositado no corte anteriormente lavrado). Após o carvão ter sido exposto, este é desmontado com o emprego de explosivos e transportado até a planta de beneficiamento.

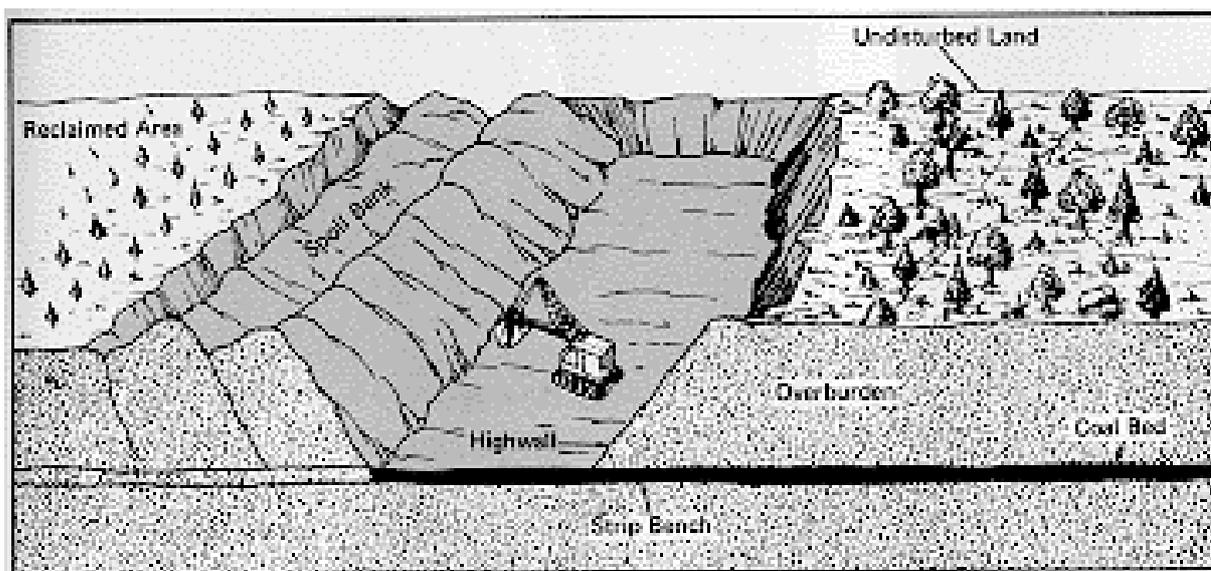


Figura 46 – Esquema típico de trabalho de uma mina de carvão a céu aberto - “*strip mining method*”
Fonte: STRIP-MINE.GIF (1998, *online*).

Para execução das atividades de lavra são empregados equipamentos, tais como: escavadeiras, perfuratrizes, caminhões fora de estrada, trator de esteiras. Estes equipamentos proporcionam uma grande flexibilidade operacional, permitindo operar minas com múltiplas camadas de carvão e alta relação estéril/minério.

O avanço da lavra ocorre por tiras, sendo que a última tira, no final da mina, permanece aberta (figura 47). Seu fechamento acarretaria grande movimentação de material e elevados custos. Normalmente as empresas de mineração, em conformidade com o órgão ambiental, utilizam este espaço para a implantação de um lago. Para isso devem ser adotados procedimentos específicos, tais com revestimento com argilas impermeáveis para evitar a acidificação das águas e medidas para evitar erosões nas bordas.

No caso em questão, sugere-se como alternativa a utilização da cava final aberta para deposição de resíduos sólidos residenciais dos municípios próximos.



Figura 47 - Cava de mineração de carvão

Fonte: P&H Mining Equipment e A Harnischeger Industries Company (2000, p. 57).

5 CONCLUSÕES

A energia, a proteção ambiental e o desenvolvimento econômico são componentes essenciais para o crescimento e melhoria da qualidade de vida de todos os cidadãos. Esses três elementos devem estar intimamente ligados a qualquer iniciativa destinada a oferecer escolhas eficientes para o futuro.

O maior problema do mundo e também do Brasil está na solução das desigualdades sociais. Evidentemente, o acesso à energia elétrica é o primeiro passo para a redução da distância que separam pobres e ricos. É importante salientar, ainda, que a racionalização no uso da energia, a preservação ambiental e o uso sustentado dos recursos naturais além de estimular boas práticas e tecnologias é determinante para o crescimento e a diversificação de negócios que induzem à competitividade e a melhoria da sociedade como um todo.

Especificamente falando da questão energética, verifica-se, em nível mundial, uma clara tendência de objetivos geopolíticos das nações, no sentido da garantia de alternativas de suprimento, que possam conduzir a um equilíbrio da matriz energética, visando a não dependência de fatores imponderáveis. Em contrapartida, a questão da sustentabilidade ambiental faz a sociedade viver um momento decisivo, em que o imediatismo das soluções empregadas até então, na geração de energia, que consideravam fundamentalmente aspectos econômicos do momento da decisão, para orientar as estratégias a serem adotadas não seja mais o único fator. Os danos ou os impactos das soluções adotadas para as futuras gerações são cada vez mais levados em conta.

O princípio da precaução estabelece que devam ser asseguradas medidas para evitar ou minimizar danos ambientais, preventivamente, mesmo quando não houver certeza científica, com base no conhecimento presente, sobre a existência do problema e sobre os seus possíveis efeitos. Dessa forma, deverá haver preocupação progressiva com a viabilização dos aproveitamentos industriais múltiplos. Em outras palavras isso quer dizer: a maximização de utilização de insumos, otimização de processos, minimização de resíduos e poluentes.

Esta postura incentiva a construção de uma nova cultura de conservação de energia, de universalização do acesso aos benefícios da energia elétrica, que tornem crescente a participação de fontes alternativas na matriz energética. Por exemplo, os progressos técnicos alcançados com a energia eólica são notáveis. A produção desse tipo de energia crescerá rapidamente, entretanto as projeções do IEA indicam que as energias renováveis (não hídrica) estarão suprindo menos de 5% da energia elétrica consumida no planeta no ano 2030, devido ao alto custo de geração.

Conforme as previsões da EIA são pequenas as variações na matriz na oferta mundial de energia, comparando os dados projetados com a série histórica. O gás natural é o único energético a aumentar a participação, deslocando, principalmente, o carvão mineral nos países mais desenvolvidos. Entretanto, em torno de 40% da eletricidade do mundo é produzida usando o carvão e nos países em desenvolvimento a taxa é mais elevada. Os países com a economia mais desenvolvida, tais como os EUA, a Austrália e a Alemanha continuam também a usar o carvão para a geração de eletricidade. Isso ocorre também nos países da União Européia e deverá se manter nas próximas décadas conforme as projeções das principais instituições mundiais especializadas no assunto.

Além disso, os novos patamares de preços crescentes do petróleo fazem com que os países consumidores busquem alternativas para reduzir ao máximo possível sua dependência adotando políticas de diversificação de fontes energéticas (carvão, gás e nuclear).

Em face de importância do carvão para o mundo, governos e o setor empresarial estão investindo vultosos recursos em desenvolvimento tecnológico de novas tecnologias limpas.

Os países desenvolvidos e em desenvolvimento estão neste momento se direcionando para a recuperação e readequação ambiental das usinas existentes e a implantação de novos projetos de geração termelétrica a carvão mineral, o que se confirma através de documentos oficiais disponíveis nos *sites* especializados, sejam eles dos Estados Unidos ou da Europa, assim, como também, nos anais do recente encontro em Sydney promovido pelo Conselho Mundial de Energia.

Em resumo, o cenário futuro do suprimento de energia parece que será diversificado com pequenas variações em relação aos dias de hoje, envolvendo combustíveis fósseis, energias renováveis, conservação de energia e potencialmente a nuclear.

As usinas termelétricas a combustível fóssil, para uma maior participação na expansão dos sistemas elétricos, deverão buscar mudanças de modelo tecnológico em função de limitações de ordem ambiental e no sentido de garantir um maior aproveitamento econômico para os seus efluentes.

Neste caso, metas diferentes devem ser empregadas para as usinas existentes. No curto prazo, devem ser buscadas tecnologias para controle do meio ambiente que reflitam os seus custos e atendam as novas regulamentações, que surgem a todo o momento. Quanto ao longo prazo, a meta deve ser a energia com emissões quase zero e de usinas que usem combustíveis limpos e capazes de gerenciar o CO₂. Isso nos leva em direção a melhorias crescentes de desempenho de eficiência energética e ao gerenciamento do carbono.

Para a produção de energia elétrica, as tecnologias promissoras (geração e cogeração) para os próximos 15 anos incluem as baseadas em gás natural e turbinas a gás, com ciclos integrados de gasificação de carvão/ciclo combinado (IGCC). A busca de processos para a captura e seqüestro de carbono para estes sistemas é vista como prioritária para onde estão sendo alocados vultosos recursos e esforços de pesquisa tecnológica.

Num segundo momento, para o horizonte de 2030, previsões mais visionárias apontam aproveitamentos de energia, tais como hidrogênio, células de combustíveis e outras ainda não contempladas.

No caso do Brasil, um país de dimensão continental, o Sistema Integrado Nacional (SIN) está baseado em energia renovável (hídrica), pouco poluente e com boa inserção ambiental.

Cabe enfatizar, nesse ponto, que a necessidade de centrais térmicas, no presente, não é motivada pelo esgotamento do potencial hídrico, mas decorre, principalmente da necessidade de regulação do sistema que não consegue mais aprovação para construir os grandes reservatórios nas usinas hídricas. A inundação de novas áreas para a criação de grandes reservatórios, da forma que ocorreu no passado, em uma época em que as restrições ambientais eram menores, será de difícil aceitação. O planejamento energético deve se

adaptar aos atuais condicionantes. No caso das usinas hídricas, os reservatórios tendem a ser menores proporcionalmente as capacidades instaladas. Fato que deixará o sistema mais dependente de energia complementar térmica.

Pode-se considerar que a dimensão continental do território brasileiro e fatores climáticos possam favorecer uma maior inserção das fontes alternativas. Deve ser considerado também, que há uma tendência de redução de custos destas fontes, principalmente das usinas eólicas. Na fase atual de tecnologia os rendimentos operacionais das usinas eólicas dificilmente ultrapassam 40%. Dessa forma, a questão da necessidade de complementaridade energética seria mantida e até intensificada no sistema interligado.

A grande utilização de energia hídrica, além de vantajosa no aspecto ambiental, permite um custo operacional reduzido em relação a outros países, que é um fator positivo na competitividade do Brasil. Entretanto, o sistema futuro terá que assegurar maior garantia de atendimento do mercado em diferentes situações de clima com minimização de custos.

No Brasil, o grande desafio é chegar a um crescimento sustentável e continuado da economia superior a 4% ao ano. Mas, se isso estivesse acontecendo hoje, o crescimento seria limitado por falta de eletricidade. Se não voltarem a ocorrer investimentos compatíveis em geração elétrica, o risco de “apagão” voltará, apesar de o Brasil ter de uma das melhores matrizes energéticas do mundo.

O Brasil é um dos poucos países que pode explorar em larga escala energias hídricas e as alternativas, ditas verdes, como as energias eólicas, solar e complementar com térmicas. Dessa forma, a expansão do Sistema Elétrico Nacional (SIN) deverá prever, além de forte integração elétrica entre as diferentes bacias hídricas do território nacional, a integração com as fontes renováveis alternativas (eólica e solar) e com usinas térmicas.

O governo está apostando nos leilões de “energia nova” para a expansão do setor. Neste contexto, novos projetos deverão ocorrer. É necessário, entretanto, que seja assegurada a expansão com um percentual definido de energia térmica, firme para a segurança do fornecimento.

O Brasil não dispõe atualmente de reservas de gás suficientes em seu território. Garantir o crescimento com gás importado tornará o Brasil refém de países limítrofes, sem

tradição em parcerias desta ordem e gerando perigosas tensões de confronto político com resultados imponderáveis para o Brasil e para a América do Sul como um todo.

Assegurar a base térmica somente com energia nuclear envolveria elevados investimentos públicos, escassos no país e questões relevantes de ordem de segurança e tecnológica. Expandir o parque térmico com usinas a óleo, com os preços crescentes da *commodity* petróleo, elevariam em muito os preços da energia.

Neste contexto, a melhor opção para a expansão da base térmica do Sistema Elétrico Nacional será com termelétricas a carvão mineral. Os sistemas complementares térmicos flexíveis, como no caso da geração termelétrica a carvão mineral, podem reduzir o custo global do sistema e permitir a redução do risco hidrológico com benefícios aos consumidores.

O Brasil precisa aproveitar, prioritariamente, suas grandes reservas de carvão mineral do sul do país.

As usinas termelétricas a carvão mineral podem ser facilmente empreendidas por capitais privados bastando, para tanto, que sejam assegurados contratos de longo prazo, com rentabilidades compatíveis com o porte dos investimentos.

Usinas térmicas a carvão mineral significam gerar energia elétrica confiável, com combustível nacional, sem riscos de variações cambiais e sem onerar o balanço de pagamentos do país. Esta é uma condição diferencial favorável à exploração do carvão mineral, quando comparada à utilização de gás natural importado. Além disso, o efeito sócio-econômico positivo da implantação de uma cadeia produtiva com base no carvão mineral para o desenvolvimento regional será um fator indutor de desenvolvimento para as regiões de economia deprimida, como é o caso da maioria das regiões carboníferas, situadas nos Estados do Sul do Brasil.

Com relação à questão ambiental já existem tecnologias novas, limpas e sustentáveis, do ponto de vista ambiental, para o emprego de carvão mineral na geração termelétrica com reduzidas emissões poluentes, as quais estão comercialmente disponíveis; com exceção da geração de CO₂, cuja tecnologia para controle, em médio prazo tende a ser equacionada, conforme os elevados investimentos que estão sendo feitos pelos países mais desenvolvidos.

Mesmo assim, nos dias de hoje, os gases (GHG) seriam minimizados com a instalação das usinas térmicas a carvão em regime de carga flexível, pois a operação do Sistema Interligado Nacional seria mais regulada. Esta situação viabilizaria a inserção de maior número de usinas hídricas de pequeno reservatório, mais baratas e de menor impacto ambiental. Permitiria também, maiores inserções das energias, ditas verdes, principalmente eólicas, sem o comprometimento da segurança do fornecimento. Neste caso os ganhos de segurança de fornecimento e ambientais para o sistema, como um todo, seriam reais.

REFERÊNCIAS

ABRAHAM, Spencer. Política Nacional de Energia dos EUA e segurança energética global. **Perspectivas Econômicas**, Washington, v. 9, n. 2, maio 2004. Disponível em: <<http://usinfo.state.gov/journals/ites/0504/ijep/abraham.htm>>. Acesso em: 16 abr. 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2. ed. rev. atual. e ampl. Brasília, DF: ANEEL, 2002. Disponível em: <http://www3.aneel.gov.br/atlas/atlas_2edicao/apresentacao/apresentacao.htm>. Acesso em: 04 jun. 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Universalização: metas de universalização**. Brasília, DF: ANEEL, [2004?]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/224.htm>>. Acesso em: 30 abr. 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. [**Homepage**]. Brasília, DF: ANEEL, 2006. Disponível em: <<http://aneel.gov.br>>. Acesso 17 mar. 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Reservas do Brasil em 31/12/2005**. Brasília, DF: [s.n.], 2006. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/petroleo/reservas_20051231.pdf>. Acesso em: 03 jun. 2006.

“AINDA há risco de apagão”, alerta Adriano Pires. **Setorial News Energia**, Rio de Janeiro, v. 5, n. 1671, 07 fev. 2006. Disponível em: <<http://www.setorialnews.com.br/monta2.asp?pdf=20060207>>. Acesso em: 07 fev. 2006.

ALLENBY, Brad R. **Earth systems engineering and management**. New Jersey: Prentice Hall, 1999.

ALVIM, Carlos Feu et al. Um 'porto de destino' do sistema elétrico brasileiro. **Economia & Energia**, Brasília, DF, v. 9, n. 49, abr./maio 2005. Disponível em: <http://ecen.com/eee49/eee49p/porto_destino_sist_eletr.htm>. Acesso em: 15 mar. 2006.

ALVIM, Carlos Feu; VARGAS, José Israel. O gás natural da Bolívia: Riscos e oportunidades. **Economia & Energia**, Brasília, DF, v. 9, n. 51, ago./set. 2005. Disponível em: <http://ecen.com/eee51/eee51p/gn_bolivia.htm>. Acesso em: 27 mar. 2006.

AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. [S.l.: s.n.], 2002. Disponível em: <<http://www.awea.org/default.htm>>. Acesso em: 22 out. 2005.

ANEEL: regras claras podem atrair investimentos. **Setorial News Energia**, Rio de Janeiro, v. 5, n. 1478, 09 maio 2005. Disponível em: <<http://www.setorialnews.com.br/monta2.asp?pdf=20050509>>. Acesso em: 09 maio 2005.

ARAÚJO, Eli Santos et al. Ecologia Industrial: um pouco de história. **Revista de Graduação da Engenharia Química**, São Paulo, n. 12, jul./dez. 2003. Disponível em: <<http://www.hottopos.com/regeq12/art2.htm>>. Acesso em: 17 maio 2005.

ASSOCIATION FOR THE STUDY OF PEAK OIL & GAS. **Newsletter**, Uppsala, n. 26, Feb. 2003. Disponível em: <<http://www.asponews.org/ASPO.newsletter.026.php>>. Acesso em: 14 set. 2006.

ASSOCIATION FOR THE STUDY OF PEAK OIL & GAS. [**Homepage**]. Uppsala: ASPO, 2004a. Disponível em: <<http://www.peakoil.net/>>. Acesso em: 30 jan. 2006.

ASSOCIATION FOR THE STUDY OF PEAK OIL & GAS. **Newsletter**, Upsala, n. 45, Sept. 2004b. Disponível em: <<http://www.asponews.org/HTML/Newsletter45.html>>. Acesso em: 14 set. 2004.

BAILEY, Vicky. [A importância do carvão no futuro da energia dos Estados Unidos]. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DO CARVÃO, 2003, Brasília, DF. [**Tradução das Palestras**]. Carvão Mineral: o combustível do século XXI. Brasília, DF, maio 2003. 1 CD-ROM.

BALANÇO de carbono na produção, transformação e uso de energia no Brasil – Metodologia e Resultados no Processo “Top-Bottom” para 1970 a 2002. **Economia & Energia**, Brasília, DF, v. 9, n. 48, fev./mar. 2005. Disponível em: <http://ecen.com/eee48/eee48p/balanco_carbono_rf1.htm#_Toc97554858>. Acesso em: 04 jul. 2005.

BALBI, Sandra. Petróleo caro estimula produção de álcool. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 03 jul. 2005. Disponível em: <<http://clipping.planejamento.gov.br>>. Acesso em: 04 jul. 2005.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. [**Homepage**]. [S.l.: s.n., 2006?]. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/>>. Acesso em: 11 jun. 2006.

BARRY, Roger G.; CHORLEY, Richard J. **Atmosphere, weather and climate**. London: Routledge, 1995.

BB-MOREDINOBLOOD-USGS_source-different_resource_levels16.gif. 2003. IrfanView GIF File. Altura: 600 pixels. Largura: 450 pixels. 12.268 bytes. Formato: IrfanView GIF. Disponível em: <http://www.greatchange.org/images/bb-moredinoblood-USGS_source->. Acesso em: 15 dez. 2005.

BORBA, Roberto Ferrari. **Carvão Mineral**. [S.l.]: Departamento Nacional da Produção Mineral, 2003. Disponível em: <<http://www.dnpm.gov.br/assets/galeriadocumento/sumariomineral2004/CARVAO%20MINERAL%202004.pdf>>. Acesso em: 12 jul. 2005.

BRADSHAW, John et al. Australia's Co2 geological storage potential and matching of emission sources to potential sinks. In: GALE, John; KAYA, Yoichi. (Eds.). **Greenhouse Gas Control Technologies: Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies**, 1-4 October 2002, Kyoto, Japan. Kyoto: CO2CRC, 2003. P. 633-638.

BRASIL. Decreto-Lei nº 227, de 28 de fevereiro de 1967. Dá nova redação ao Decreto-lei nº 1.985, de 29 de janeiro de 1940. (Código de Minas). **Código de Mineração**. Brasília, DF: [s.n.], 1967. Disponível em: <http://www.dji.com.br/decretos_leis/1967-000227/000227-1967.htm>. Acesso em: 12 mar. 2006.

BRASIL. Portaria Interministerial nº 231, de abril de 1976. Estabelece padrões de qualidade do ar. Disponível em: <http://www.mp.sc.gov.br/portal/site/portal/portal_lista.asp?campo=780>. Acesso em: 15 nov. 2005.

BRASIL. Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981. Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências. **Política Nacional do Meio Ambiente**. Brasília, DF: [s.n.], 1981. Disponível em: <<http://www.lei.adv.br/6938-81.htm>>. Acesso em: 21 set. 2006.

BRASIL. Portaria Interministerial nº 917, de 06 de julho de 1982. Estabelece obrigações para as empresas produtoras de carvão mineral, com a preservação da integridade do meio ambiente. **Diário Oficial [da] União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 08 jul. 1982. Disponível em: <<http://www.dnpm.gov.br/conteudo.asp?IDSecao=67&IDPagina=84&IDLegislacao=50>>. Acesso em: 12 jun. 2006.

BRASIL. Decreto nº 88.351, de 01 de junho de 1983. Regulamenta a Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981, e a Lei nº 6.902, de 27 de abril de 1981, que dispõem, respectivamente, sobre a Política Nacional do Meio Ambiente e sobre a criação de Estações Ecológicas e Áreas de Proteção Ambiental, e dá outras providências. Brasília, DF: [s.n.], 1983. Disponível em: <<http://www.lei.adv.br/88351-83.htm>>. Acesso em: 12 jun. 2006.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Departamento Nacional da Produção Mineral e Companhia de Pesquisas e Recursos Minerais. **Avaliação dos recursos minerais da borda leste da bacia do Paraná**. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 1986a.

BRASIL. Resolução CONAMA nº 001, de 23 de janeiro de 1986. Determina a criação do Relatório de Impacto Ambiental e dá outras providências. **Relatório de Impacto Ambiental**. Brasília, DF: CONAMA, 1986b. Disponível em: <<http://www.lei.adv.br/001-86.htm>>. Acesso em: 22 jan. 2006.

BRASIL. Resolução CONAMA nº 005, de 15 de junho de 1989. Institui o Programa Nacional do AR e dá outras providências. **Programa Nacional de Controle da Qualidade do Ar**. Brasília, DF: CONAMA, 1989. Disponível em: <<http://www.lei.adv.br/005-89.htm>>. Acesso em: 22 jan. 2006.

BRASIL. Resolução CONAMA nº 003, de 28 de junho de 1990. Estabelece padrões de qualidade do ar. Brasília, DF: CONAMA, 1990a. Disponível em: <<http://www.lei.adv.br/003-90.htm>>. Acesso em: 22 jan. 2006.

BRASIL. Resolução CONAMA nº 008, de 06 de dezembro de 1990. Estabelece em nível nacional, limites máximos de emissão de poluentes do ar (padrões de emissão) para processos de combustão externa em fontes novas fixas de poluição com potências nominais totais até 70 MW (setenta megawatts) e superiores. Brasília, DF: CONAMA, 1990b. Disponível em: <<http://www.lei.adv.br/008-90.htm>>. Acesso em: 23 jan. 2006.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria Nacional de Energia. **Proposição de política termelétrica a carvão mineral** (Relatório síntese executivo). Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 1997.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. ELETROBRÁS. CEPEL 2001. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2001. 1 CD-ROM.

BRASIL. Secretaria de Comunicações. Gestão Estratégica da Presidência da República. **Ações do Governo Federal**. Brasília, DF: Secretaria de Comunicações, abril 2004.

BRASIL. Câmara dos Deputados. Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável. **Relatório do grupo de trabalho de fiscalização de segurança nuclear**. Brasília, DF: Câmara dos Deputados, março 2006a. 240 p. Disponível em: <http://www.qualidade.eng.br/relatorio_final_nuclear.pdf#search=%22%3A%20No%20Brasil%2C%20os%20rejeitos%20das%20usinas%20nucleares%20Angra%20I%20e%20II%20est%20C3%A3o%20estocados%20em%20C3%A1rea%20especialmente%20destinada%20para>

%20isso%2C%20junto%20%20C3%A0s%20usinas%2C%20enquanto%20a%20sua%20localiza%C3%A7%C3%A3o%20definitiva%20n%C3%A3o%20foi%20definida%20pelo%20Congresso%20Nacional%20%22>. Acesso em: 02 jun. 2006.

BRASIL. Comissão Nacional de Energia Nuclear. Centro de Informações Nucleares. [Homepage]. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2006b. Disponível em: <<http://www.cnen.gov.br/>>. Acesso em: 16 fev. 2006.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDEE 2006/2015)**. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2006c. Disponível : <http://www.epe.gov.br/estudos/PDEE-2006-2015_APROVADO.pdf>. Acesso em: 15 jul. 2006.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **1996, 1998, 2002, 2003, 2005, 2006. Balanço Energético Nacional (BEN)**. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2006d.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 14 jun. de 2006e. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=8213>. Acesso em: 02 ago. 2006.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Oferta de gás natural no país cresce 7,4% em 2005**. Rio de Janeiro: EPE, 2006f. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/imprensa/Preliminares_BEN_2006.htm>. Acesso em: 07 set. 2006.

BRASIL potencial eólico. [Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2001]. 1 mapa. Escala 1:15.000.000. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico_brasil/mapas_1a.pdf>. Acesso em: 01 mar. 2006.

BRENDOW, Klaus. World Coal Perspectives to 2030. In: WORLD ENERGY CONGRESS, 19., 2004, Sydney. **Sustainable global energy development: the case of coal**. London: WEC, 2004. Disponível em: <http://www.worldenergy.org/wec-geis/global/downloads/pubs/coal_summ.pdf>. Acesso em: 04 jan. 2006.

BRITISH PETROLEUM. **Statistical review of world energy 2004**. London: BP, 2004. Disponível em: <<http://www.bp.com/>>. Acesso em: 08 dez. 2005.

BRITISH PETROLEUM. **Statistical review of world energy**. London: BP, June 2005

BURR, Jurgen K. E. et al. Estudo de viabilidade técnico- econômica gaseificação do carvão de Candiota. Porto Alegre: BRDE, 1997. 85 p.

CAMPBELL, Coling J.; LAHERRÈRE, Jean. **The coming oil crisis**: global production of conventional oil will begin to decline sooner than most people think, probably within 10 years. London: Multi-Science and Petroconsultants, 1997. Disponível em: <<http://www.aspo-australia.org.au/References/Campbell%20Laherrere%20Scientific-American-March-98.pdf>>. Acesso em: 04 mar. 2006.

CAMPBELL, Coling J.; LAHERRÈRE, Jean. **The end of cheap oil**: global production of conventional oil will begin to decline sooner than most people think, probably within 10 years **Scientific American**, New York, p. 78-83, March 1998. Disponível em: <<http://dieoff.com/page140.pdf>>. Acesso em: 05 jun. 2005.

CARUSO, Guy F.; DOMAN, Linda E. A oferta mundial de energia e o mercado dos EUA. **Perspectivas Econômicas**, Washington, v. 9, maio 2004. Disponível em: <<http://usinfo.state.gov/journals/ites/0504/ijep/caruso.htm>>. Acesso em: 02 jun. 2005.

CARVALHO JÚNIOR, João Andrade de; LACAVALA, Pedro Teixeira. **Emissões em processos de combustão**. São Paulo: UNESP, 2003. Disponível em: <<http://www.dominiopublico.gov.br/download/texto/up000012.pdf>>. Acesso em: 04 mar. 2006.

CATELIN, Milton. Coal supply & demand By 2030. In: ANNUAL CONFERENCE OF THE ASIA PACIFIC ENERGY RESEARCH CENTRE, 2005. **WCI Speeches**. London: WCI, 2005. Disponível em: <http://www.worldcoal.org/assets_cm/files/Microsoft/milton_catelin_aperc_meeting.doc>. Acesso em: 04 jan. 2006.

CENTRO DE FUSÃO NUCLEAR. [**Homepage**]. [S.l.: s.n., 2006?]. Disponível em: <<http://www.cfn.ist.utl.pt/pt/introd.html>>. Acesso em: 16 fev. 2006.

CENTRO Nuclear ainda não tem lugar definido. **Setorial News Energia**, Rio de Janeiro, v. 5, n. 1478, p. 1, 09 maio 2005. Disponível em: <<http://www.setorialnews.com.br/monta2.asp?pdf=20050509>>. Acesso em: 09 maio 2005.

CENTRO TÉCNICO AEROESPACIAL. Instituto de Estudos Avançados. Divisão de Engenharia Nuclear. **Carvão, gaseificação, IGCC**. Brasília, DF: IEAV, 2006. Disponível em: <<http://www.ieav.cta.br/hpenu/yuji/carvao.html>>. Acesso em: 12 maio 2006.

CLOUD, Preston, **Cosmos, earth, and man**: a short history of the universe. New Haven: Yale University Press, 1978. 372 p.

COAL UTILIZATION RESEARCH COUNCIL. **Pollution controls for existing power plants.** Washington: CURC, [entre 2000 e 2006]. Disponível em: <<http://www.coal.org/facts/pollution.htm>>. Acesso em: 14 set. 2006.

COAL UTILIZATION RESEARCH COUNCIL. **Performance targets for coal generation.** Washington: CURC, 2002. Disponível em: <<http://www.coal.org/PDFs/performancetargets.pdf>>. Acesso em: 05 ago. 2006.

CONFERÊNCIA QUADRO DAS NAÇÕES UNIDAS SOBRE MEIO AMBIENTE, 09 maio 1992, Rio de Janeiro. [**Rio 92**]. Rio de Janeiro: ONU, 1992. Disponível em: <<http://www.direitoshumanos.usp.br/counter/Onu/MeioAmbiente/texto/agenda21/agenda21.html>>. Acesso em: 03 dez. 2005.

CONSIDINE, Timothy. **Industrial ecology.** Costa Rica: Ministerio de la Presidencia y Planificación de la República de Costa Rica, 1998.

COOPERATIVE RESEARCH CENTRE FOR GREENHOUSE GAS TECHNOLOGIES. **CO2CRC Image library: diagrams (general).** [S.l.: s.n.], 2006. Disponível em: <http://www.co2crc.com.au/imagelibrary/diagrams_g.html>. Acesso em: 18 mar. 2006.

CROSSETTI, Pedro de Almeida; SILVA, Marcelo Machado da; GARCIA, Jorge Luiz Faria. Possibilidades de Aproveitamento do Carvão Metalúrgico Brasileiro. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, n. 23, p. 217-234, mar. 2006. Disponível em: <<http://www.finame.com.br/conhecimento/bnset/set2307.pdf>>. Acesso em: 02 set. 2006.

DANIELS, Jarad. **FutureGen and clean coal power initiative.** [S.l.]: Department of Energy, Nov. 2005. Disponível em: <http://www.fossil.energy.gov/international/Publications/cwg_nov05_futuregen_daniels.pdf>. Acesso em: Acesso em: 03 set. 2006.

DAVIDSON, Robert. [O centro de carvão limpo, do IEA]. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DO CARVÃO, 2003, Brasília, DF. [**Tradução das Palestras**]. Carvão Mineral: o combustível do século XXI. Brasília, DF, maio 2003. Painel 4. 1 CD-ROM.

DEEF23.GIF. 2003. Altura: 550 pixels. Largura: 384 pixels. 7957 bytes. Formato IrfanView GIF. Disponível em: <http://ecen.com/matriz/eee23/dm2ee_el.htm#dmeeel2_ini>. Acesso em: 16 mar. 2006.

DE LUCA, Francisco Javier. **Modelo Cluster Eco-Industrial de desenvolvimento regional:** o pólo da mineração do carvão no sul de Santa Catarina. 2001. 328 f. Tese

(Doutorado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2001.

DEFNEY, Kenneth S. **Hubbert's Peak**: the impending World Oil Shortage. New Jersey: Princeton University Press, 2001.

DEMANDA de biodiesel em 2008 exigirá quinze usinas. **Setorial News Energia**, Rio de Janeiro, v. 5, n. 1697, 20 mar. 2006. Disponível em: <<http://www.setorialnews.com.br>>. Acesso em: 20 mar. 2006.

DEMANDA de energia equivalente e elétrica no Brasil: primeira aproximação. **Economia & Energia**, Brasília, DF, n. 23, nov./dez. 2000. Disponível em: <http://ecen.com/matriz/eee23/dm1ee_el.htm#dmeeel1_fim>. Acesso em: 10 mar. 2006.

DIREITO Ambiental Brasileiro. 8. ed. atual. e ampl. São Paulo: Malheiros, 2000. Disponível em: <<http://www.ecoambiental.com.br/ecoambiental/index.php?nivel=2&item=160>>. Acesso em: 12 jul. 2005.

DMEEF13.GIF. 2005. Altura: 546 pixels. Largura: 349 pixels. 5219 bytes. Formato GIF. Disponível em: <http://ecen.com/matriz/eee23/dm1ee_el.htm#dmeeel1_fim>. Acesso em: 16 mar. 2006.

DUBEUX, Carolina Burle Schmidt; SIMÕES, André Felipe. Colaboração: José Deocleciano de Siqueira Silva Junior; Orientação, coordenação e supervisão geral: Roberto Schaeffer; Marcelo Khaled Poppe. **Mercado internacional de créditos de carbono**. Parte IIIA. In: MUDANÇAS do clima. Brasília, DF: Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, fev. 2005. (Cadernos NAE, v. 1, n. 3). Disponível em: <<https://www.planalto.gov.br/secom/nae/Clima2/03.pdf>>. Acesso em: 05 jun. 2005.

EKMANN, James. [Tecnologias limpas de carvão: da mineração a produção de energia]. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DO CARVÃO, 2003, Brasília, DF. [**Tradução das Palestras**]. Carvão Mineral: o combustível do século XXI. Brasília, DF, maio 2003. 1 CD-ROM.

ELETROBRÁS. **Plano Nacional de Energia Elétrica 1993 - 2015**. Brasília, DF: ELETROBRÁS, 1994. 88 p. (Estudos Básicos, v. 3).

ELETROBRÁS. Centrais Elétricas Brasileiras. **Programa PROINFA**. [S.l.]: ELETROBRÁS, 2005. Disponível em:

<http://www.eletronbras.gov.br/EM_Programas_Proinfra/default.asp> . Acesso em: 05 mar. 2006.

ENERGY INTELLIGENCE GROUP. **Oil market intelligence 2001**. London: Energy Intelligence Group, 2001.

EUROPEAN COMMISSION. Directorate-General for Enterprise. **A comparison of air quality pollution policies and legislation with other countries**. Study n. 1. [S.l.]: EC, 2004. Disponível em: <http://ec.europa.eu/enterprise/environment/reports_studies/reports/study1.pdf>. Acesso em: 06 jun. 2005.

EUROPEAN RENEWABLE ENERGY COUNCIL. Renewables energy scenario to 2040. **Boletim Eletrônico da Biblioteca Virtual de Energia**, Rio de Janeiro, fev. 2006. Disponível em: <<http://cin.cnen.gov.br/boletimBVE/index.html>>. Acesso em: 20 ago. 2006.

FIGURE1.JPG. 1998. JPEG Image. Altura: 660 pixels. Largura 349 pixels. 80.951 bytes. Formato JPEG. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/feature_articles/2004/worldoilsupply/figure1.jpg>. Acesso em: 12 nov. 2005.

FOMENTO à energia eólica é questionado na Alemanha. **Deutsch Welle (DW- World)**, Bonn, 29 mar. 2004. Disponível em: <http://www.deutsche-elle.de/dw/article/0,2144,1155303_page_1,00.html>. Acesso em: 06 mar. 2006.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. Instituto Brasileiro de Economia. Centro de Estudos de Empresas. **O impacto do carvão mineral na economia Brasileira**. Rio de Janeiro: FGV, 1996.

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS. Programa termelétrico a carvão mineral x gás importado. Rio de Janeiro: FGV, 2003.

GABRIELLI admite que gás natural poderá sofrer aumento. **Setorial News Energia**, Rio de Janeiro, v. 5, n. 1545, 10 ago. 2005. Disponível em: <<http://www.setorialnews.com.br>>. Acesso em: 10 ago. 2005.

GARMAN, David K. Energias renováveis e novas tecnologias. **Perspectivas Econômicas**, Washington, v. 9, maio 2004. Disponível em: <<http://usinfo.state.gov/journals/ites/0504/ijep/garman.htm>>. Acesso em: 12 maio 2005.

GAVRONSKI, Jorge Dariano. **Minas de Candiota**: alternativas de produção. 1997. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1997.

GENTILE, Robert. [Rotas tecnológicas dos Estados Unidos na área da energia]. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DO CARVÃO, 2003, Brasília, DF. [**Tradução das Palestras**]. Carvão Mineral: o combustível do século XXI. Brasília, DF, maio 2003. 1 CD-ROM.

GERAÇÃO Elétrica no horizonte 2020. **Economia & Energia**, Brasília, DF, n. 33, jul./ago. 2002. Disponível em: <http://ecen.com/eee33/eee33p/editorial_sist_eletrico.htm>. Acesso em: 12 mar. 2006.

GOMES, Aramis Pereira et al. Carvão fóssil. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 12, n. 33, p. 89-106, maio/ago. 1998. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-40141998000200006&script=sci_abstract&tlng=pt>. Acesso em: 30 jul. 2006.

GOODSTEIN, David. **The end of the age of oil**. New York: W. W. Norton, 2004.

GREENPEACE. **Wind force 12**. London: EWEA, 2004. Disponível em: <http://www.greenpeace.org.br/energia/pdf/dossie_energia_2004.pdf> . Acesso em: 05 mar. 2006.

GREENPEACE. **Dossiê energia positiva para o Brasil**. Rio de Janeiro: GREENPACE, 2006. 76 p.

GRIFFIN, Brian, [Política dos Estados Unidos, para o desenvolvimento sustentável do carvão e Política Nacional da Energia da Administração Bush]. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DO CARVÃO, 2003, Brasília, DF. [**Tradução das Palestras**]. Carvão Mineral: o combustível do século XXI. Brasília, DF, maio 2003. Painel 4. 1 CD-ROM.

HORNS_REV_181PXL_TCM4-10741.JPG. 2004. JPEG Image. Altura: 181 pixels. Largura: 132 pixels. 12.570 bytes. Formato: JPEG Image. Disponível em: <http://www.dnv.com/binaries/horns_rev_181pxl_tcm4-10741.jpg>. Acesso em: 04 maio 2006.

IEA ENERGY INFORMATION CENTER. [S.l.: s.n.], 2006. Disponível em: <<http://www.iea.org/Textbase/subjectqueries/index.asp>>. Acesso em: 15 mar. 2006.

IMPASSE entre Gazprom e Ucrânia prejudica a venda de gás à Europa. **Setorial News Energia**, Rio de Janeiro, v. 6, n. 1646, 03 jan. 2006. Disponível em: <<http://www.setorialnews.com.br/monta2.asp?pdf=20060103>>. Acesso em: 04 jan. 2006.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Banco de Dados Agregados. **Domicílios particulares permanentes 2000**. [S.l.]: IBGE, [2001?]. Disponível em: <<http://www.sidra.ibge.gov.br/bda/popul/default.asp?z=t&o=21&i=P>>. Acesso em:

INSTITUTO DE PESQUISAS AMBIENTAIS E TECNOLÓGICAS; UNIVERSIDADE DO EXTREMO SUL CATARINENSE. **Pesquisa e desenvolvimento de metodologias para o controle de drenagem ácida e tratamento de efluentes da indústria carbonífera**. Relatório Técnico. Criciúma: IPAT/UNESC, 2000. 184 p.

INSTITUTO DE ESTUDOS AVANÇADOS; CENTRO TÉCNICO AEROESPACIAL; DIVISÃO DE ENERGIA NUCLEAR. **Hidrogênio, biomassa e seqüestro de CO₂: estratégias para a diminuição do efeito estufa**. [S.l.]: CTA/ENU, 2006. Disponível em: <www.ieav.cta.br/hpenu/yuji/hidrogenio.html>. Acesso em: 24 mar. 2006.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **The World Energy Outlook 2004 (IEO, 2004)**. London: IEA, 2004.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Information Centre**. London: OECD, 2005a. Disponível em: <<http://www.iea.org/>>. Acesso em: 05 jan. 2006.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Renewables in Global Supply 2005**. London: OECD, 2005b. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/papers/2006/renewable_factsheet.pdf>. Acesso em: 03 mar. 2006.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **The World Energy Outlook 2006 (IEO, 2006)**. London: IEA, Nov. 2006a. Disponível em: <[http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484\(2006\).pdf](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484(2006).pdf)>. Acesso em: 02 set. 2006.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Clean Coal Centre. **Clean coal technologies**. London: OECD, 2006b. Disponível em: <<http://www.iea-coal.org.uk/content/default.asp?PageId=62>>. Acesso em: 20 maio 2006.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY et al. Projected costs of generating electricity, 2005 Update. London: OECD, 2005. **Boletim Eletrônico da Biblioteca Virtual de Energia**, Rio de Janeiro, v. 4, n. 46, maio 2005. 234 p. Disponível em: <<http://cin.cnen.gov.br/boletimBVE/maio2005/index.html>>. Acesso em: 15 jul. 2005.

INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK 2006 (IEO2006), 2006, London. **EIA'S Annual Energy Outlook 2006 (AEO2006)**. Washington: EIA, 2006.

INTERNATIONAL MONETARY FUND. **World Economic Outlook (WEO 2005)**. [S.l.]: International Monetary Fund, April 2005.

INTERNATIONAL NUCLEAR ATLANTIC CONFERENCE. 2005, Santos. **Nuclear energy reducing global warming**. 2. ed. Santos: INAC, 2005. Disponível em: <<http://www.inac2005.com.br/>>. Acesso em: 15 fev. 2006.

ISHIGURO, Yuji. **Arquivo sobre energia e desenvolvimento sustentável**. [S.l.: s.n., 2006?]. Disponível em: <<http://www.ieav.cta.br/hpenu/yuji/home.html>>. Acesso em: 03 mar. 2006.

JAFFE, Amy Wallace. A crescente demanda dos países em desenvolvimento por petróleo e gás natural. **Perspectivas Econômicas**, Washington, v. 9, maio 2004.

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY. Report for the feasibility study on recuperation of mined out areas in south region of Santa Catarina in the Federative Republic Brazil. Criciúma: Fundação de Meio Ambiente-FATMA, 1997. 248 p.

JUDGE, Anthony. Enactivating a cognitive fusion reactor. Imaginal Transformation of Energy Resourcing (ITER-8). **Laetus in Praesens**. Brussels, 31 May 2006. Disponível em: <<http://www.laetusinpraesens.org/iter/iter8.php#chal>> . Acesso em: 18 ago. 2006.

KEAY, Malcolm. [A importância estratégica das tecnologias da queima limpa do carvão]. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DO CARVÃO, 2003, Brasília, DF. [**Tradução das Palestras**]. Carvão Mineral: o combustível do século XXI. Brasília, DF, maio 2003. Paine 1. 1 CD-ROM.

KOPP, Raymond J.; TOMAN, Michael A.; MORGENSTERN, Richar D. A política sobre as mudanças climáticas depois de Kyoto. **Questões Globais**, Washington, v. 3, n. 1, p. 23-26, abr. 1998.

LAHERRÈRE, Jean. **Vers un déclin de la production pétrolière**. In: COLLOQUE ÉNERGIE ET DEVELOPPEMENT DURABLE, 2000, Bruxelles. Bruxelles: Institut Supérieur Industriel de Bruxelles, 2000. Disponível em: <<http://www.oilcrisis.com/laherrere/isib/>>. Acesso em: 21 jun. 2005.

LAKO, Paul. **Coal-fired power technologies / coal-fired power options on the brink of climate policies**. [S.l.]: Energy Research Centre of the Netherlands, Oct. 2004. 38 p. Disponível em: <<http://www.ecn.nl/cgi-ecn/ecn/publauth.pl?author=Lako,+P.&unit=BS&lang=NL>>. Acesso em: 20 fev. 2006.

LEITE, Antonio Dias. O risco de novo desastre no sistema elétrico. **O Estado de São Paulo**, São Paulo, 23 de nov. de 2003. Disponível em: <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/artigos/leite6.htm>>. Acesso em: 18 ago. 2006.

MACEDO, Isaias C. **Estado da arte e tendências tecnológicas para a energia**. [S.l.]: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos Ciência, Tecnologia e Inovação, 2003.

MACEDO, Isaias C. **Energia da cana de açúcar no Brasil**. [Campinas]: Universidade Estadual de Campinas, [entre 1996 e 2006]. Disponível em: <<http://libdigi.unicamp.br/document/?view=22#search=%22Potencial%20de%20redu%C3%A7%C3%A3o%20de%20emiss%C3%A3o%20de%20CO2%20pela%20substitui%C3%A7%C3%A3o%20do%20combust%C3%ADvel%20Carvalho%20L.%20C.C.%201997%22>>. Acesso em: 03 ago. 2006.

MAGALHÃES JÚNIOR, Ivan. Panorama dos mercados de petróleo e gás natural no Brasil e no mundo. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, mar. 2005. Setorial 21. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/conhecimento/bnset/set2104.pdf>>. Acesso em: 05 jan. 2006.

MAGALHÃES PINTO, Oriana Piske de Azevedo. As três vias de responsabilidade por degradação ambiental. In: ASSOCIAÇÃO DOS MAGISTRADOS BRASILEIROS. **AMB Debate**. Brasília, DF: Associação dos Magistrados Brasileiros, [2006?]. Disponível em: <http://www.amb.com.br/portal/index.asp?secao=artigo_detalhe&art_id=223>. Acesso em: 11 fev. 2006.

MANOUCHEHR, Takin. The oil marked: past, present and near term. **Oil & Gas Journal**, Tulsa, v. 103, n. 44, p. 20-26, 24 Jan. de 2005.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. The future of Nuclear power Overview and Conclusion. In: _____. **The Future of Nuclear Power**. Cambridge, 2003. Disponível em: <<http://web.mit.edu/nuclearpower/>>. Acesso em: 05 jan. 2006.

MATTUELLA, Juçara. **Fontes energéticas sustentáveis**: um estudo sobre as possibilidades de aproveitamento da energia eólica em três localidades no RS. 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2005.

MCCUTCHEON, John. [O carvão como insumo essencial para as economias em desenvolvimento e desenvolvidas]. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DO CARVÃO, 2003, Brasília, DF. [Tradução das Palestras]. Carvão Mineral: o combustível do século XXI. Brasília, DF, maio 2003. Painele 1. 1 CD-ROM.

MCKEE, Barbara N. [As tecnologias da emissão zero]. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DO CARVÃO, 2003, Brasília, DF. [Tradução das Palestras]. Carvão Mineral: o combustível do século XXI. Brasília, DF, maio 2003. Seção de Abertura. 1 CD-ROM.

MILIOLI, Geraldo. **A abordagem ecossistêmica para a mineração:** uma perspectiva comparativa para o Brasil e Canadá. 1999. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

MOLLY, Jeans Peter. Marktprognose bis 2008, 2012 und 2030: Market Prognosis 2008, 2012 and 2030. **DEWI Magazin**, Wilhelmshaven, n. 25, p. 10-12, Aug. 2004. Disponível em: <http://www.dewi.de/dewi_neu/deutsch/themen/magazin/25/06.pdf#search=%22Wind%20Energy%20Development%20in%20Germany%20and%20World%20until%202008%2C%202012%2C%202030%22>. Acesso em: 15 dez. 2005.

MOLLY, Jeans Peter. Desenvolvimento da energia eólica na Alemanha e no mundo. In: CONFERÊNCIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS, 1., 2005, Porto Alegre. [Apresentações]. Porto Alegre: PUC/RS, 2005. 1. apresentação PowerPoint, 31 lâminas. Disponível em: <<http://www.pucrs.br/eventos/ceier/pdf/desenvolvimento.pdf#search=%22MOLLY%20Desenvolvimento%20da%20Energia%20E%C3%B3lica%20na%20Alemanha%20e%20no%20Mundo%22>>. Acesso em: 08 ago. 2006.

MOLLY, Jeans Peter; ENDER, Carsen. Wind energy development in Germany and world until 2008, 2012, 2030. **DEWI Magazin**, Wilhelmshaven, n. 25, p. 10-12, Aug. 2004.

MOREIRA, José R.; GOLDEMBERG, José. The alcohol program. **Energy Policy: The Political, Economics, Planning And Social Aspects of Energy**, Surrey, v. 27, p. 229-245, 1999. Disponível em: <http://www.unb.br/fav/renova/reno/Artigos/alcool_Br.pdf>. Acesso em: 05 jun. 2005.

MORITA, Sakyô. **Energia renovável para o Brasil:** eletrificação rural neutra em carbono. [S.l.: s.n.], 2001. Disponível em: <<http://www.bizpoint.com.br/jjp/reports/morita/030227.htm>>. Acesso em: 02 mar. 2006.

NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION. [2005 Warmest Year in Over a Century]. [Washington]: NASA, 2006. Disponível em: <http://www.nasa.gov/vision/earth/environment/2005_warmest.html>. Acesso em: 09 fev. 2006.

NEGRÃO, Luis Celso Parisi; URBAN, Maria Lucia de Paula. Álcool como “commodity” internacional. **Economia & Energia**, Brasília, DF, v. 8, n. 47, jan. 2005. 11 p. Disponível em: <http://ecen.com/eee47/eee47p/alcool_commodity.htm>. Acesso em: 25 mar. 2006.

NEMETH, Kenneth J. [O desenvolvimento social e econômico ligado ao carvão e os impactos que causa nos Estados Unidos e no mundo]. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DO CARVÃO, 2003, Brasília, DF. [Tradução das Palestras]. Carvão Mineral: o combustível do século XXI. Brasília, DF, maio 2003. 1 CD-ROM.

O FUTURO do sistema elétrico brasileiro. **Economia & Energia**, Brasília, DF, v. 9, n. 49, abr./maio 2005. Disponível em: <http://ecen.com/eee49/eee49p/editorial_sist_eletrico.htm>. Acesso em: 28 mar. 2006.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Planejamento anual de operação energética**: sumário executivo. Brasília, DF: ONS, 2005. 42 p

ORGANIZATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. Development OECD. **Biblioteca Virtual de Energia**, Rio de Janeiro, n. 46, maio 2005. 234 p.

PETROBRÁS. [Homepage]. [S.l.]: Petrobrás, 2006. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/portugues/index.asp>>. Acesso em: 24 abr. 2006.

PETROBRÁS: não há perspectiva de auto-suficiência em gás. **Setorial News Energia**, Rio de Janeiro, v. 5, n. 1721, 25 abr. 2006. Disponível em: <<http://www.setorialnews.com.br/monta2.asp?pdf=20060425>>. Acesso em: 25 abr. 2006.

PETROBRÁS vai retomar negociações com a Bolívia. **Setorial News Energia**, Rio de Janeiro, v. 5, n. 1648, 05 jan. 2006. Disponível em: <<http://www.setorialnews.com.br/monta2.asp?pdf=20060105>>. Acesso em: 05 jan. 2006.

P&H MINING EQUIPMENT; A HARNISCHEGER INDUSTRIES COMPANY. **Worldwide Gallery of Mines**. [S.l.: s.n.], 2000.

PHILIBERT, Cédric. **Energy collabotation and climate change mitigation**. London: OECD, International energy Agency, 2004.

PNB deve apressar Angra 3. **Setorial News Energia**, Rio de Janeiro, v. 5, n. 1494, 31 maio 2005. Disponível em: <<http://www.setorialnews.com.br/monta2.asp?pdf=20050531>>. Acesso em: 31 maio 2005.

POWELL, Colin. Desafios a segurança energética. **Perspectivas Econômicas**, Washington, v. 9, n. 2, maio 2004. Disponível em: <<http://usinfo.state.gov/journals/ites/0504/ijep/ijep0504.htm>>. Acesso em: 12 maio 2005.

POWER BUSINESS AND TECNOLOGY FOR THE GLOBAL INDUSTRY. Gás Turbine “Refueling” via IGCC. **Generation Journal**, Houston, v. 150, Mar. 2006. Disponível em: <www.powermag.com/.../Power-Mar06-CCrefuel_4.gif>. Acesso em: 14 abr. 2006.

PR_10.JPG. [2005 ou 2006]. JPEG Image. Altura: 236 pixels. Largura 331 pixels. 11.948 bytes. Formato JPEG. Disponível em: <http://images.google.com.br/imgres?imgurl=http://www.republika.pl/waterfalls/brazylia/pr/pr_10.jpg&imgrefurl=http://www.republika.pl/waterfalls/brazylia/pr/pr.htm&h=369&w=263&sz=12&hl=pt-BR&start=33&tbnid=2fLtJxkCeizU0M:&tbnh=118&tbnw=84&prev=/images%3Fq%3Dsete%2Bquedas%26start%3D18%26ndsp%3D18%26svnum%3D10%26hl%3Dpt-BR%26lr%3D%26sa%3DN>. Acesso em: 02 fev. 2006.

PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS.DE ENERGIA ELÉTRICA. **Caminho livre para o desenvolvimento**. [S.l.]: PROINFA, [entre 2000 e 2006]. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programs_display.do?prg=5>. Acesso em: 24 set. 2006.

PROGRAMA Nuclear do Brasil não é ameaça, diz Condoleezza. **Agência CT**. Brasília, DF: [s.n.], 22 abr. 2005. Disponível em: <<http://agenciact.mct.gov.br/index.php/content/view/25165.html>>. Acesso em: 12 nov. 2005.

PROJECT design document form (CDM PDD). Version 03. [S.l.]: Clean Development Mechanism, [c.a. 2004]. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/FS_786547102>. Acesso em 05 jun. 2005.

PROTOCOLO de Kyoto. [S.l.: s.n., 2006?]. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/Clima/quioto/protocol.htm>>. Acesso em: 10 fev. 2006.

REVISTA COMITÊ TEMÁTICO DE ENERGIA DA FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO RIO GRANDE DO SUL. Porto Alegre: FIERGS, 2004.

ROCHA, Brígida Ramati Pereira da; SILVA, Isa Maria Oliveira da. **Energia para o desenvolvimento sustentável na Amazônia**. Belém: UFPA, 2002. Disponível em: <http://www.desenvolvimento.gov.br/arquivo/sti/publicacoes/futAmaDilOportunidades/futAmazonia_05.pdf#search=%22ROCHA%2BSILVA%2BEnergia%20para%20o%20Desenvolvimento%20Sustent%C3%A1vel%20na%20Amaz%C3%B4nia.%22>. Acesso em: 15 jun. 2005.

ROSA, Luis Pinguelli; SCHAEFFER, Roberto; SANTOS, Marco Aurélio. **Emissões de metano e dióxido de carbono de hidrelétricas comparadas às termelétricas equivalentes**. Rio de Janeiro: UFRJ, 1996. P. 111 – 155. (Cadernos de Energia, v. 9).

ROSA, Rui Namorado. **Alterações climáticas: do Rio de Janeiro a Joanesburg**. Lisboa: Universidade de Évora, 2003.

ROSA, Sérgio Eduardo Silveira da; GOMES, Gabriel Lourenço. O Pico de Hubbert e o futuro da produção mundial de petróleo. **Revista do Bndes**, Rio de Janeiro, v. 11, n. 22, p. 21-49, dez. 2004. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/conhecimento/revista/rev2202.pdf>>. Acesso em: 07 jun. 2005.

SANTOS, Mario. Cenários de oferta e demanda de energia elétrica no curto prazo. In: ENCONTRO DE NEGÓCIOS DE ENERGIA, 6., 2005, São Paulo. **Artigos e Apresentações**. São Paulo: ABRACE, 2005. 1. Apresentação PowerPoint, 43 lâminas. Disponível em: <http://www.abrace.org.br/artigos_apresentacoes_eletrica.asp>. Acesso em: 18 set. 2005.

SANTOS, Tania Mara Dornellas. **A crise no setor elétrico brasileiro**. Brasília, DF: Universidade de Brasília, Núcleo de Pesquisas Políticas Públicas, 2002. 83 p.

SAWIN, Janet. Charting a new energy future. In: BROWN, Lester R. et al. **State of the world**. Nova York: W. W. Norton, 2003. P. 85-109.

SETOR Elétrico alerta para novo racionamento de energia. **Setorial News Energia**, Rio de Janeiro, 08 ago. 2005. Disponível em: <<http://www.setorialnews.com.br/>>. Acesso em: 08 ago. 2005.

SETORIAL NEWS ENERGIA. Rio de Janeiro: Migre, n. 1516, 30 jun. 2005. Disponível em: <<http://www.setorialnews.com.br/>>. Acesso em: 30 jun. 2005.

SILVA, Ennio Perez et al. Recursos energéticos, meio ambiente e desenvolvimento. **Multi Ciência**, Campinas, v. 1, outubro 2003. Disponível em: <http://www.multiciencia.unicamp.br/artigos_01/A4_SilvaCamargo_port.PDF#search=%22SILVA%2C%20Ennio%2BRecursos%20Energ%C3%A9ticos%2C%20Meio%20Ambiente%20e%20Desenvolvimento%22>. Acesso em: 23 abr. 2006.

SILVEIRA, Joyce Perin; CAVALCANTI, Marcelo Castello Branco; FRANCO, Cristiane Bordini. Investimentos previstos nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural 2003- 2007. **Conjuntura e Informação**, Rio de Janeiro, n. 24, jan. 2004. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/informe_ci/CI_n_24.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2006.

SINDICATO DA INDÚSTRIA DE EXTRAÇÃO DE CARVÃO DO ESTADO DE SANTA CATARINA. **Os ciclos do carvão na região carbonífera de Santa Catarina**. Criciúma: SIESESC, 2006. Disponível em: <<http://www.siecesc.com.br/historico/>>. Acesso em: 28 fev. 2006

SOARES, Jeferson Borghetti. **Formação do mercado de gás natural no brasil**: impacto de incentivos econômicos na substituição interenergética e na cogeração em regime “*Topping*”. 2004. 397 p. Tese (Doutorado em Engenharia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004.

STANISLAW, Joseph. Competição ou cooperação energética mudança de paradigma. **Perspectivas Econômicas**, Washington, v. 9, n. 2, maio 2004. Disponível em: <<http://usinfo.state.gov/journals/ites/0504/ijep/stanislaw.htm>>. Acesso em: 02 maio 2005.

STRIP-MINE.GIF. 1998. IrfanView GIF File. Altura: 365 pixels. Largura 169 pixels. 24.554 bytes. Formato IrfanView GIF. Disponível em: <http://www.geo.sunysb.edu/classes/oldclasses/cei542/notes/minerals_fossil_fuels/Strip-mine.GIF>. Acesso em: 05 ago. 2006.

TEIXEIRA, Gustavo. O novo ciclo da energia nuclear. In: Relatório Alfa. **Forums** [sic]. 2003. Publicado originalmente em: Brasil Nuclear, Rio de Janeiro, v. 8, n. 23, abr./set. 2002. Disponível em: <<http://www.relatorioalfa.com.br/modules.php?name=Forums&file=posting&mode=quote&p=9117>>. Acesso em: 08 fev. 2006.

TENTH CONFERENCE OF THE PARTIES TO THE UN FRAME WORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. The summary. **Earth Negotiation Bulletin**, Buenos Ayres, v. 12, dic. 2004. 260 p. Disponível em: <<http://www.iisd.ca/climate/cop10>>. Acesso em: 01 maio de 2005.

TERMOELÉTRICAS são a alternativa para evitar apagão. **Setorial News Energia**, Rio de Janeiro, v. 5, n. 1603, 01 nov. 2005.

UNITED NATIONS. **Convenção das Nações Unidas sobre Mudança de Clima**. Brasília, DF: Ministério de Ciência e Tecnologia, 1994. Disponível em: <<http://200.130.9.7/Clima/negoc/Default.htm>>. Acesso em: 02 jun. 2005.

UNITED NATIONS. World Summit on Sustainable Development. Joanesburg, 2002. **Reports of the World Summit on Sustainable Development**. New York: ONU, 2002. 174 p. Disponível em: <http://www.unctad.org/en/docs/aconf199d20&c1_en.pdf>. Acesso em: 30 maio 2005.

UNITED NATIONS. **World Population Prospects. The 2004 revision Population Database**. London: ONU, 2005. Disponível em: <<http://esa.un.org/unpp/>>. Acesso em: 06 set. 2005.

UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY. Department of the Interior. World Geological Survey. **Petroleum Assessment 2000: description and results**. [S.l.]: USGS, 2000. Disponível em: <<http://pubs.usgs.gov/dds/dds-060/>>. Acesso em: 17 fev. 2006.

UNITED STATES. National Energy Policy. **Report of the National Energy Policy Development Group**. Washington: [s.n.], 2001. Disponível em: <<http://www.whitehouse.gov/energy/National-Energy-Policy.pdf>>. Acesso em: 09 fev. 2006.

UNITED STATES. Department of Energy. Energy Information Administration **International Energy Outlook 2003**. Washington: EIA, May 2003. 262 p. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo03/index.html>>. Acesso em: 14 set. 2004.

UNITED STATES. Department of Energy. Energy Information Administration. **Renewable energy trends**. Washington: DOE, July 2004. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/page/trends/trends.pdf>>. Acesso em: 04 nov. 2005.

UNITED STATES. Department of Energy. Energy Information Administration. **The International Energy Outlook 2005 (IEO2005)**. Washington: EIA, July 2005. 194 p.

UNITED STATES. Energy Information Administration. **Official Energy Statistics from the US Government 2006**. Washington, 2006a. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/>>. Acesso em 15 fev. 2006.

UNITED STATES. Department of Energy. **Energy efficiency and renewable energy (eere)**. Washington: DOE, 2006b. Disponível em: <<http://eere.energy.gov/>>. Acesso em: 09 mar. 2006.

UNITED STATES. Department of Energy. **Hydrogen, fuel cells & infrastructure technologies program**. Washington: DOE, 2006c. Disponível em: <<http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/education/>>. Acesso em: 15 ago. 2006

UNITED STATES PROTECTION AGENCY. **Memorandum PSD aplicability coal blending**. [S.l.: s.n.], June 18, 1980. Disponível em: <<http://www.epa.gov/rgytgrnj/programs/artd/air/nsr/nsrmemos/coalblnd.pdf>>. Acesso em: 07 jul. 2006.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas **Caderno Digit@l de Informação sobre Energia, Ambiente e Desenvolvimento**, Florianópolis, 20 maio 2002. Disponível em: <<http://www.guiafloripa.com.br/energia/>>. Acesso em: 15 maio 2005.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. Centro de Ensino e Pesquisa Aplicada. **Impacto ambiental**. São Paulo: CEPA/USP, 1999. Disponível em: <<http://www.cepa.if.usp.br/energia/energia1999/Grupo2B/Hidraulica/ambiental.htm>>. Acesso em: 03 jan. 2006.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO. Centro de Estudos Logísticos. Instituto de Pós Graduação. **Transporte de Cargas no Brasil: ameaças e oportunidades para o desenvolvimento do país – diagnóstico e plano de ação**. Rio de Janeiro: UFRJ, Set. 2002. Disponível em: <<http://www.cel.coppead.ufrj.br/fs-busca.htm?fr-pesq-trans.htm>>. Acesso em: 21 fev. 2006.

USINA HIDRELÉTRICA DE ITAIPU. [**Homepage**]. [S.l.: s.n.], 2006. Disponível em: <[http:// itaipu.gov.br/](http://itaipu.gov.br/)>. Acesso em: 14 fev. 2006.

USINEIROS acham difícil conquistar o mercado de etanol dos EUA. **Setorial News Energia**, Rio de Janeiro, 06 set. 2005. Disponível em: <<http://www.setorialnews.com.br>>. Acesso em: 06 set. 2005.

VIALLI, Andrea. Créditos de carbono já dão lucro. **O Estado de São Paulo**, São Paulo, 28 jun. 2006. Economia e Negócios. Disponível em: <<http://txt.estado.com.br/editorias/2006/06/28/eco-1.93.4.20060628.24.1.xml>>. Acesso em: 28 jun. 2006.

VILLWOCK, Jorge Alberto. **O homem e o meio ambiente**: mudanças globais. Porto Alegre: Instituto de Meio Ambiente, PUC/RS, 2004. 87 p.

WATSON, Robert T.; TEAM, Core Writing (Eds.). A contribution of working Groups I, II, and III to the Third Assessment Report. In: INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, 2001, Geneva. **Climate Change- IPCC, 2001**: Synthesis Report. Cambridge: Cambridge University Press, 2001. 398 p.

WEICHERT, Marcio. Ventos da energia eólica sopram para o Brasil. **Deutsch Welle (DW-World)**, Bonn, 16 maio 2004. Seção Economia. Disponível em: <<http://www.dw-world.de/dw/article/0,2144,1201720,00.html>>. Acesso em: 06 mar. 2006.

WICKS, Roger; KEAY, Malcolm. Can Coal Contribute To Sustainable Development? Le Charbon Peut-Il Contribuer Au Développement Durable? In: World Energy Congress, 19., 2004, Sydney. **Papers...** Sydney, [s.n.], 2004. Disponível em: <<http://www.worldenergy.org/wec-geis/congress/papers/wicksr0904.pdf>>. Acesso em: 01 fev. 2006.

WOOD, John H.; LONG, Gary R., MOREHOUSE, David F. **Long-term oil supply scenarios**: the future is neither as bleak or rosy as some assert. [S.l.: s.n., entre 2003 e 2006]. Disponível em: <<http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/petroleum/itwos04.pdf>>. Acesso em: 14 set. 2004.

WORLD MAP_Uranium. 2005. IrfanView GIF File. 36 Kb. Formato IrfanView GIF. Disponível em: <http://www.cameco.com/uranium_101/fact.php>. Acesso em: 05 mar. 2006.

WORLD COAL INSTITUTE. [**Homepage**]. London: WCI, 2005a. Disponível em: <<http://www.wci-coal.com>>. Acesso em: 15 out. 2005.

WORLD COAL INSTITUTE. **Coal Facts 2005 Edition**. London: WCI, 2005b. Disponível em: <<http://www.worldcoal.org>>. Acesso em: 02 mar. 2006.

WORLD COAL INSTITUTE. **Efficient power generation**. London: WCI, 2006a. Disponível em: <<http://www.worldcoal.org/pages/content/index.asp?PageID=130>> . Acesso em: 24 mar. 2006.

WORLD COAL INSTITUTE. **Carbon capture and storage**. London: WCI, 2006b. Disponível em: <<http://www.worldcoal.org/pages/content/index.asp?PageID=132>>. Acesso em: 27 fev. 2006.

WORLD COAL INSTITUTE. **Next generation technologies**. London: WCI, 2006c. Disponível em: <<http://www.worldcoal.org/pages/content/index.asp?PageID=129>>. Acesso em: 15 out. 2006.

WORLD COAL INSTITUTE. **Environment and society**. London: WCI, 2006d. Disponível em: <http://www.worldcoal.org/environment_&_society.asp>. Acesso em: 03 set. 2006.

WORLD COAL INSTITUTE. **Coal and electricity**. London: WCI, 2006e. Disponível em: <<http://www.worldcoal.org/pages/content/index.asp?PageID=108>>. Acesso em: 03 set. 2006.

WORLD ENERGY CONGRESS. 19., 2004, Sidney. **Index of papers by organization**. London: WEC, 2004. Disponível em: <<http://www.worldenergy.org/>>. Acesso em: 08 fev. 2006.

WORLD ENERGY COUNCIL. **Drivers of the energy scene: the first report of the 2002-2004. Work Programme leading to the 19th World Energy Congress in Sydney, Australia, in September, 2004**. [S.l.]: WEC, 2004. Disponível em: <<http://www.worldenergy.org/>>. Acesso em: 12 jul. 2005.

XAVIER, Edna Elias. **Termeletricidade no Brasil: proposta metodológica para inventário das emissões aéreas e suas aplicações para o caso do CO2**. Rio de Janeiro: COPPE /UFRJ, 2004. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/exavier.pdf>>. Acesso em: 03 set. 2006.

ZANCAN, Fernando. **Investment in Cleaner Fossil Fuel Systems Cleaner Fossil Fuels: The Cornerstone for Human Development & Energy Security**. In: WORLD ENERGY CONGRESS, 19., 2004. **Congress Presentations**. London: WEC, 2004. Disponível em: <<http://www.worldenergy.org/wec-geis/congress/personbiography.asp?person=1811>>. Acesso em: 27 mar. 2006.